



Universidad
Carlos III de Madrid

PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL CON SALES FUNDIDAS COMO FLUIDO DE TRABAJO Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS

Autor: HUGO JOGA LÓPEZ

Tutor: ANTONIO ACOSTA IBORRA

Leganés, septiembre de 2012







**Título: DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL
CON SALES FUNDIDAS COMO FLUIDO DE TRABAJO Y SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO**

Autor: Hugo Joga López

Director: Antonio Acosta Iborra

EL TRIBUNAL

Presidente: Fernando Hernández Jiménez

Vocal: Alberto Gómez García

Secretaria: Ana Medina Palomo

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 27 de septiembre de
2012 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid,
acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de:

PRESIDENTE

VOCAL

SECRETARIA









RESUMEN / ABSTRACT

El presente proyecto tiene por objetivo realizar el estudio de diseño de una central solar termoeléctrica de receptor central operando con sales fundidas como fluido de trabajo y con sistema de almacenamiento ubicada en Sevilla.

Se ha abordado el diseño y cálculo de los componentes más importantes de la central, como son el campo de helióstatos, el receptor central, el sistema de almacenamiento y el ciclo de potencia. Se ha partido de una serie de condiciones iniciales tomadas de instalaciones ya en funcionamiento, como son las dimensiones del campo y del receptor o los valores de las temperaturas de funcionamiento de las sales fundidas. Para la resolución de las ecuaciones planteadas en el proyecto se ha recurrido al código comercial MATLAB R2011a.

Terminado el estudio y diseño de la central con almacenamiento, se realiza una comparación de los resultados más importantes con una central del mismo tipo pero sin capacidad de almacenamiento. Del mismo modo, se realiza una estimación del presupuesto total del proyecto y se compara la viabilidad técnico-económica de ambas alternativas.

Por último, el proyecto muestra las principales consideraciones a tener en cuenta para la viabilidad de estas plantas desde el punto de vista ambiental.

This project deals with the design study of a solar central receiver plant operating with molten salt as its working fluid and with a storage system located in Seville.

Design and calculation have been addressed for the most important components of the plant, such as the heliostat field, the central receiver, the storage system and the power cycle. The starting point is a series of initial conditions taken from installations already in operation, like the field and the receiver dimensions or the values of the molten salt operating temperatures. The commercial software MATLAB R2011a has been used to solve the equations in this project.

Once the study and design of this power plant with storage is completed, the most important results are compared to those obtained from a power plant of the same type but without a storage system. Similarly, a total project budget is estimated and the technical economic viability of both alternatives is compared.

Finally, the main considerations to be taken into account for the viability of these plants from the environmental point of view will be presented.





ÍNDICE

	<u>Página</u>
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. Contexto y motivación del proyecto	11
1.2. Objetivos del proyecto	13
1.3. Metodología de trabajo	15
1.4. La energía solar en el contexto energético mundial	16
1.5. Particularidades de la energía solar termoeléctrica	21
1.6. Tecnologías de transformación solar termoeléctrica	24
1.6.1. Centrales de torre	24
1.6.2. Captadores cilindro parabólicos	26
1.6.3. Concentradores lineales Fresnel	28
1.6.4. Disco parabólico Stirling	29
1.7. Política de fomento de la energía solar termoeléctrica	31
1.8. La energía solar termoeléctrica en España y en el mundo	36
1.8.1. Situación en España	36
1.8.2. Situación en el resto del mundo	47
CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL	51
2.1. Descripción general del sistema	51
2.2. Elementos del sistema	54
2.2.1. El campo solar	54
2.2.2. Sistema de almacenamiento	59
2.2.3. Ciclo de vapor	61
2.2.4. Sistema de conversión a la red	65
CAPÍTULO 3. DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA SOLAR DE RECEPTOR CENTRAL	67
3.1. Localización de la planta	67
3.2. Dimensionado de los componentes del campo solar	71
3.2.1. Campo de helióstatos	71
3.2.2. Receptor cilíndrico vertical	80
3.3. Desarrollo del ciclo de potencia	90
3.4.1. Elementos del ciclo Rankine	90
3.4.2. Desarrollo del problema	92
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	97
4.1. Análisis de la producción de energía de la planta	97
4.1.1. Análisis de la producción horaria	98
4.1.2. Análisis de la producción anual	107
4.1.3. Análisis de los flujos de energía	109



4.2. Dimensionado del sistema de almacenamiento	110
4.3. Alternativa de diseño	113
4.3.1. Análisis de los resultados de la alternativa de diseño	114
4.3.2. Comparativa de los resultados de ambos diseños	116
 CAPÍTULO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO	 119
5.1. Análisis de la inversión	119
5.1.1. Parámetros a tener en cuenta en el estudio económico	119
5.1.2. Valoración de los costes del proyecto	120
5.1.3. Valoración de los ingresos del proyecto	120
5.1.4. Vida útil y período de amortización	121
5.1.5. Criterios de rentabilidad	121
5.2. Inversión de la planta	123
5.2.1. Inversión del campo solar	123
5.2.2. Inversión del sistema de almacenamiento	124
5.2.3. Inversión de la isla de potencia	124
5.2.4. Inversión total de la planta	125
5.3. Estudio económico-financiero	126
5.4. Análisis económico de la alternativa	129
5.4.1. Inversión de la planta	129
5.4.2. Estudio económico-financiero de la alternativa	130
5.5. Conclusiones	132
 CAPÍTULO 6. IMPACTO AMBIENTAL	 133
6.1. Identificación y valoración de impactos	133
6.1.1. Consideraciones previas	133
6.1.2. Identificación de los efectos sobre el medio. Matriz de identificación	136
6.1.3. Valoración de los impactos provocados por el proyecto de la planta solar sobre el medio	136
6.1.4. Valoración global de los impactos de la planta solar	140
6.2. Propuesta de medidas protectoras y correctoras	141
6.3. Programa de vigilancia ambiental	145
6.3.1. Instrucciones de gestión en la fase de construcción	145
6.3.2. Instrucciones de gestión en la fase de explotación	146
6.3.3. Instrucciones de gestión en la fase de abandono	147
6.4. Conclusiones	148
 CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	 149
7.1. Resumen de los principales resultados	149
7.2. Estimación del coste del proyecto	155
7.3. Conclusiones finales a los resultados	156
7.4. Crítica a los resultados	157
7.5. Líneas futuras de estudio	158

ÍNDICE DE FIGURAS

	<u>Página</u>
Figura 1. Demanda mundial de energía primaria por combustible	16
Figura 2. Potencial teórico físico de las energías renovables	17
Figura 3. Mapa de insolación mundial	18
Figura 4. Potencia fotovoltaica instalada en 2010	19
Figura 5. Previsión de la potencia global instalada en sistemas solares de concentración por países	20
Figura 6. Curvas de demanda eléctrica total y producción de electricidad termosolar.	22
Figura 7. Esquema de funcionamiento de las distintas tecnologías de transformación solar termoeléctrica	24
Figura 8. Funcionamiento de planta de receptor central	25
Figura 9. Planta Gemasolar de receptor central en Sevilla	26
Figura 10. Colectores cilindro parabólicos	27
Figura 11. Concentradores lineales Fresnel	28
Figura 12. Discos parabólicos con motores Stirling	29
Figura 13. Localización de centrales solares termoeléctricas en España	37
Figura 14. PS10, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla	38
Figura 15. Andasol-1 y Andasol-2, propiedad de COBRA. Aldeire, Granada	39
Figura 16. Puerto Errado I, propiedad de Novatec. Calasparra, Murcia	40
Figura 17. Ibersol Puertollano, propiedad de Iberdrola Solar. Puertollano, Ciudad Real	41
Figura 18. Palma del Río I y II, propiedad de Acciona/Mitsubishi. Palma del Río, Córdoba	42
Figura 19. Solnova 1, 3 y 4, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla	43
Figura 20. La Florida, propiedad de Renovables SAMCA S.A. Badajoz	43
Figura 21. Casa de los Pinos, propiedad de Renovalia. Casa de los Pinos, Cuenca	44
Figura 22. Lebrija 1, propiedad de Valoriza/Siemens. Lebrija, Sevilla	45
Figura 23. Gemasolar, propiedad de Torresol Energy. Fuentes de Andalucía, Sevilla.	46
Figura 24. Valle 1 y 2, propiedad de Torresol Energy. San José del Valle, Cádiz.	46
Figura 25. Esquema de funcionamiento de la PS10	53
Figura 26. Esquema de funcionamiento de una central de receptor central con almacenamiento de sales fundidas.	53
Figura 27. Detalle de los helióstatos	55
Figura 28. Mecanismo de dos ejes MASS de SENER de altas prestaciones	56
Figura 29. Sistema de control del campo solar	57
Figura 30. Receptor de cavidad de la central CESA 1, en la Plataforma Solar de Almería	58
Figura 31. Receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar	58
Figura 32. Isla de potencia y sistema de almacenamiento de sales fundidas de la central Gemasolar	60
Figura 33. Operación de la central Gemasolar, de 17MWe y 15 horas de almacenamiento.	61
Figura 34. Esquema del ciclo con intercambiador como generador de vapor	62
Figura 35. Turbina de vapor	62
Figura 36. Esquema de una planta ISCC (Integrated Solar Combined Cycle)	64
Figura 37. Predicción meteorológica basada en modelos NWP.	68
Figura 38. Mapa de radiación solar directa anual en España (kWh/m ² año)	68
Figura 39. Radiación global horaria sobre la superficie de Sevilla (W/m ²)	69
Figura 40. Localización de la planta termosolar	70
Figura 41. Campo de helióstatos para 0º, 20º y 60º de latitud	71



Figura 42. Separación entre anillos (ΔR) y entre espejos (ΔL)	73
Figura 43. Detalle del campo de helióstatos generado en MATLAB R2011a	75
Figura 44. Definición de latitud (L), ángulo horario (h) y ángulo de declinación solar (δ)	76
Figura 45. Trayectoria del sol en el cielo	77
Figura 46. Componentes del vector s	77
Figura 47. Detalle del cálculo en MATLAB de los vectores s , t y n para diferentes anillos de helióstatos	78
Figura 48. Tipos de pérdidas ópticas	80
Figura 49. Relación entre la Tierra y el Sol	81
Figura 50. Receptor cilíndrico vertical	81
Figura 51. Receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar	82
Figura 52. Esquema del recorrido de las sales en el receptor	83
Figura 53. Circuito térmico equivalente del receptor	84
Figura 54. Divisiones del campo para cada panel del receptor	87
Figura 55. Diagrama de flujo de la iteración	88
Figura 56. Intercambiador de calor de flujo cruzado	91
Figura 57. Diagrama T-s de un ciclo Rankine con recalentamiento	92
Figura 58. Sistema de almacenamiento de sales fundidas de la central Andasol	110
Figura 59. Matriz de impactos de la planta solar	136
Figura 60. Datos técnicos de la central Gemasolar	152



ÍNDICE DE TABLAS

	<u>Página</u>
Tabla 1. Evolución anual de la potencia a instalar, producción prevista, inversiones y ayudas públicas 2005-2010	33
Tabla 2. Tarifas, primas y límites para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo	35
Tabla 3. Datos de diseño del campo de helióstatos	74
Tabla 4. Características del receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar	82
Tabla 5. Características de las sales Hitec Solar Salt	83
Tabla 6. Propiedades de las sales a temperatura máxima y mínima de trabajo	83
Tabla 7. Propiedades de las sales a temperatura de trabajo media	86
Tabla 8. Resumen de los datos de diseño	89
Tabla 9. Datos de entrada del ciclo Rankine con recalentamiento	94
Tabla 10. Entalpías de los puntos significativos del ciclo Rankine con recalentamiento	94
Tabla 11. Valores de flujo másico para diferentes horas	95
Tabla 12. Días de recogida de medidas recomendados para cada mes	98
Tabla 13. Potencia horaria del ciclo (en MW) para los meses de enero a junio	99
Tabla 14. Potencia horaria del ciclo (en MW) para los meses de julio a diciembre	100
Tabla 15. Resumen de los datos de diseño de los tanques de almacenamiento	112
Tabla 16. Comparativa de parámetros de diseño entre distintas alternativas	114
Tabla 17. Desglose del coste del campo solar	123
Tabla 18. Desglose del coste del sistema de almacenamiento	124
Tabla 19. Desglose del coste del bloque de potencia	124
Tabla 20. Desglose del coste del coste de la planta	125
Tabla 11. Análisis económico de la planta 1/3	126
Tabla 22. Análisis económico de la planta 2/3	126
Tabla 23. Análisis económico de la planta 3/3	127
Tabla 24. Desglose del coste del campo solar alternativo	129
Tabla 25. Desglose del coste del sistema de intercambio de calor alternativo	129
Tabla 26. Desglose del coste del bloque de potencia alternativo	129
Tabla 27. Desglose del coste de la planta alternativa	130
Tabla 28. Análisis económico de la planta alternativa 1/3	130
Tabla 29. Análisis económico de la planta alternativa 2/3	130
Tabla 30. Análisis económico de la planta alternativa 3/3	131
Tabla 31. Datos del punto de diseño	150
Tabla 32. Resultados de configuración del campo solar	150
Tabla 33. Características del receptor cilíndrico vertical	150
Tabla 34. Propiedades físicas de las sales fundidas	151
Tabla 35. Resultados de las parámetros de diseño	151
Tabla 36. Datos de diseño de los depósitos de sales	151
Tabla 37. Datos de entrada del ciclo Rankine con recalentamiento	152
Tabla 38. Datos finales de la central	152
Tabla 39. Estimación del coste del proyecto	155





ÍNDICE DE GRÁFICAS

	<u>Página</u>
Gráfica 1. Distancia de cada anillo de helióstatos a la torre	72
Gráfica 2. Número de helióstatos por anillo y helióstatos totales según el número de anillos del campo	73
Gráfica 3. Radiación global horaria para cada mes	98
Gráfica 4. Producción horaria máxima de la planta para el mes de enero	100
Gráfica 5. Producción horaria máxima de la planta para el mes de febrero	101
Gráfica 6. Producción horaria máxima de la planta para el mes de marzo	102
Gráfica 7. Producción horaria máxima de la planta para el mes de abril	102
Gráfica 8. Producción horaria máxima de la planta para el mes de mayo	103
Gráfica 9. Producción horaria máxima de la planta para el mes de junio	103
Gráfica 10. Producción horaria máxima de la planta para el mes de julio	104
Gráfica 11. Producción horaria máxima de la planta para el mes de agosto	104
Gráfica 12. Producción horaria máxima de la planta para el mes de septiembre	105
Gráfica 13. Producción horaria máxima de la planta para el mes de octubre	105
Gráfica 14. Producción horaria máxima de la planta para el mes de noviembre	106
Gráfica 15. Producción horaria máxima de la planta para el mes de diciembre	106
Gráfica 16. Horas de utilización de la energía diaria disponible	107
Gráfica 17. Producción eléctrica mensual	107
Gráfica 18. Producción eléctrica mensual con aporte de gas natural. Ahorro y emisiones de CO ₂	108
Gráfica 19. Flujo de energía anual de la planta	109
Gráfica 20. Producción eléctrica mensual con aporte de gas natural. Ahorro y emisiones de CO ₂ de la alternativa	115
Gráfica 21. Flujo de energía anual de la planta alternativa	116
Gráfica 22. Comparativa de producción eléctrica mensual sin aporte de gas natural para ambas plantas	116
Gráfica 23. Comparativa de flujos de energía de ambas plantas	117
Gráfica 24. Desglose de costes para un helióstato	123
Gráfica 25. Desglose del coste del sistema de almacenamiento	124
Gráfica 26. Desglose del coste del bloque de potencia	125
Gráfica 27. Desglose del coste de la planta	125
Gráfica 28. Flujo de energía anual de la planta	153
Gráfica 29. Producción eléctrica mensual de la planta	153
Gráfica 30. Horas de utilización de la energía diaria disponible	154





CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1.- CONTEXTO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En las últimas décadas, la demanda energética a nivel global ha aumentado de forma vertiginosa ligada al rápido crecimiento de la sociedad. La enorme dependencia de los combustibles fósiles, unida a esta situación de consumo sin precedentes, comienza a hacer crecer la inquietud por la seguridad de abastecimiento a medio plazo, al mismo tiempo que aumenta la preocupación por la falta de consenso en cuanto a las actuaciones necesarias para afrontar el cambio climático.

Como respuesta a este contexto energético, el gran desafío de la sociedad consiste en lograr un *desarrollo sostenible* sustentado en el uso de energías limpias y renovables. En España, la producción de energía limpia aprovechando los recursos de la naturaleza puede conseguir, entre otras cosas, disminuir en gran medida su vulnerabilidad actual de aprovisionamiento energético.

El presente proyecto tiene por objeto el estudio de diseño de una **planta solar termoeléctrica de receptor central cilíndrico vertical con sales fundidas como fluido de trabajo y almacenamiento térmico**, dado el privilegiado emplazamiento de nuestro país en cuanto a radiación solar disponible se refiere.

El emplazamiento propuesto para la planta se encontraría en **Sevilla**, lugar en el que en la actualidad hay operativas numerosas centrales termosolares gracias al elevado nivel de insolación anual, algo imprescindible para el funcionamiento de estas centrales.

En este proyecto se propone y detalla una metodología para el diseño de este tipo de plantas, abordando el cálculo y dimensionamiento de los principales parámetros y elementos que configuran una central solar de este tipo.



Aunque actualmente no existe ningún incentivo explícito en el marco regulatorio español que impulse a estas centrales a disponer de un sistema de almacenamiento térmico que permita la producción de electricidad cuando la radiación solar no es suficiente para este cometido, se ha considerado que la planta disponga de esta tecnología para conseguir una generación continua de origen solar durante las 24 horas del día en los meses de verano.

Cabe mencionar que los sistemas de almacenamiento suponen un gran avance para este tipo de plantas, permitiéndoles establecerse definitivamente como una alternativa viable a las centrales convencionales para generación de electricidad, y marcan la diferencia entre lo que hoy en día se puede encontrar en la realidad de estas centrales y lo que les deparará en el futuro a corto plazo.



1.2.- OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tiene por objeto mostrar los cálculos más importantes a la hora de diseñar una planta solar de receptor central a la que se le añade un sistema de almacenamiento térmico. Todo ello utilizando sales fundidas como fluido de transferencia de calor.

Por tanto, los principales objetivos del presente proyecto académico son:

- Adquirir los conocimientos esenciales sobre la estructura y funcionamiento de las plantas solares de receptor central para llevar a cabo el estudio y diseño de una planta con esta clase de tecnología.
- Establecer un punto de referencia para el diseño de la planta en cuestión mediante la reproducción de instalaciones solares reales ya en funcionamiento. Introducir variaciones y ligeras simplificaciones respecto a estos diseños reales y estudiar su influencia sobre el conjunto.
- Diseñar el campo de heliostatos y estudiar el posicionamiento de los espejos respecto al movimiento del Sol, utilizando para ello del software de cálculo numérico MATLAB R2011a.
- Poner a punto un modelo térmico del comportamiento de las sales en los tubos del receptor. Utilizar dicho modelo en el análisis de una planta existente para, partiendo del mismo campo solar y capacidad de almacenamiento, ver si se obtienen resultados globales similares (rendimientos y potencias de la planta). Para ello:
 - Diseñar el receptor cilíndrico vertical situado en lo alto de la torre central de forma que sea capaz de producir un salto térmico en las sales fundidas empleadas desde los 290°C hasta los 565°C, al mismo tiempo que la temperatura de los tubos por los que circula no sobrepasa en ningún momento los 640°C.
 - Dimensionar los tanques de almacenamiento térmico de forma que, utilizando el calor almacenado, la central sea capaz de producir electricidad durante 15 horas como máximo, permitiendo a la vez la producción continuada durante las 24h del día en los meses de verano.
- Modelar el ciclo Rankine de potencia empleado por la central para aproximarle en eficiencia al que poseen las centrales solares térmicas construidas actualmente.
- Validar los resultados obtenidos en cada uno de los apartados anteriores mediante la comparación con los datos procedentes de instalaciones reales.



- Comparar los resultados obtenidos para una alternativa de diseño sin almacenamiento.
- Contribuir al campo de investigación de las centrales solares de receptor central con sistema de almacenamiento, al iniciar desde cero una línea de estudio sobre el diseño de estas plantas, ofreciendo un amplio rango de posibilidades para poder ser continuada en futuros estudios.



1.3.- METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos marcados, el trabajo realizado puede dividirse en varias fases:

1. Documentación, en la cual el autor del presente proyecto ha estudiado diversos libros y recursos de información, debidamente referenciados en el apartado de bibliografía, acerca del funcionamiento y diseño de este tipo de centrales solares.
2. Desarrollo de cálculos, en la que primeramente se ha establecido un punto de partida mediante aproximaciones a diseños reales, para posteriormente llevarlos a estudio con el software de cálculo MATLAB R2011a. La programación del diseño en este programa permite realizar variaciones en el mismo de forma sencilla, pudiendo observar la influencia de los cambios sobre los resultados y elegir así el diseño óptimo de la planta.
3. Evaluación y validación de los resultados, en la cual se ha comprobado, mediante la comparación con datos procedentes de instalaciones reales ya en funcionamiento, que los parámetros de diseño obtenidos son correctos.
4. Comparación de los resultados, entre dos alternativas de diseño con el fin de extraer conclusiones acerca de su comportamiento y conveniencia, incluyendo un estudio económico del proyecto.
5. Redacción de la memoria.

El diseño de la central solar, así como los cálculos asociados al mismo, han sido realizados por el autor de este proyecto. Para la realización del presente proyecto académico, el autor ha obtenido la colaboración del tutor del mismo. Los estudios llevados a cabo en el presente documento se han intentado ajustar lo máximo posible a lo que supone un proyecto de carácter académico, intentado siempre cumplir con los objetivos que éste persigue.

1.4.- LA ENERGÍA SOLAR EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

En los últimos años, el rápido crecimiento de la sociedad a nivel mundial está provocando una demanda energética sin precedentes. Según estimaciones recogidas en el World Energy Outlook (WEO) de 2011 (Agencia Internacional de Energía (AIE), 2011), para el período comprendido hasta 2035, la demanda de energía global sufrirá un importante aumento de un tercio de los valores actuales, como puede verse en la Figura 1, aún a pesar de que la recuperación de la economía mundial y las perspectivas de crecimiento económico siguen siendo inciertas. Los responsables del 90% del incremento de esta demanda serán países emergentes, como China, que consolidará su posición como máximo consumidor mundial de energía, aunque los índices de crecimiento de consumo energético serán incluso más rápidos en la India, Indonesia, Brasil y Oriente Medio.

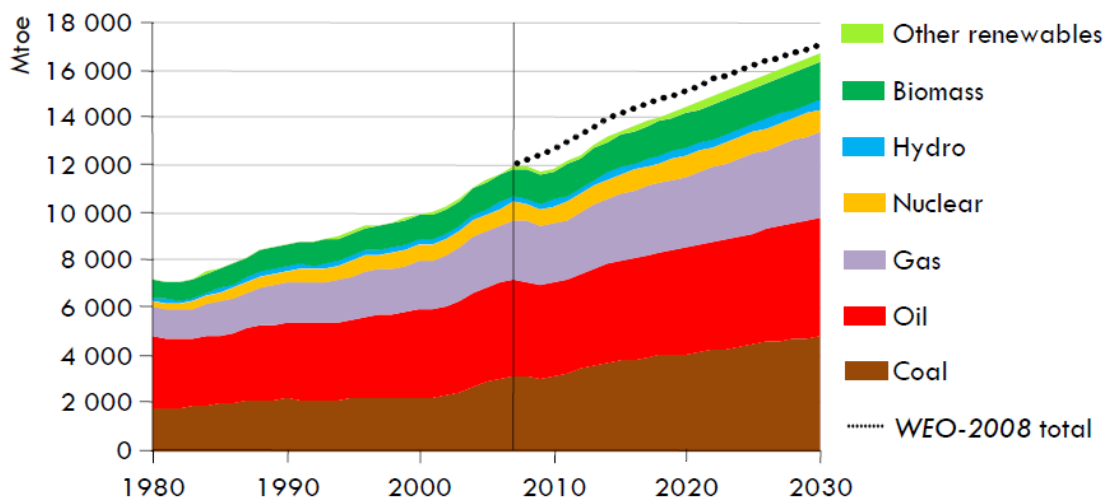


Figura 1. Demanda mundial de energía primaria por combustible.
Fuente: IEA (International Energy Agency), *World Energy Outlook 2009*.

Esta nueva situación acentúa la preocupación por la seguridad de abastecimiento. Algunas previsiones, como las recogidas en el Statistical Review of World Energy de 2011 (BP: British Petroleum, 2011), hablan de que las reservas probadas de petróleo, base energética de nuestra sociedad, podrían cubrir la demanda actual durante sólo 50 años más. En una situación parecida se encontrarían las reservas de gas, que el mismo estudio cifra en 60 años. Por el contrario, las reservas de carbón estarían en mejor situación, pudiendo abastecer a la sociedad al menos durante los próximos 150 años a los ritmos actuales de consumo.

Por otro lado, también es importante destacar la preocupación por no desviarse de las actuaciones necesarias para afrontar el cambio climático. En la última conferencia de las Naciones Unidas sobre cambio climático, que se celebró en diciembre de 2009 en Copenhague, se estableció un objetivo a largo plazo entre los principales países emisores de limitar la elevación de la temperatura media mundial a 2°C sobre los niveles preindustriales. Actualmente, el escenario de emisiones mundiales proyecta una elevación de la temperatura

media a largo plazo de más de 3,5 °C, debido también en gran medida al incremento del consumo energético en los países emergentes.

El este contexto, el gran reto de la humanidad consiste en alcanzar un *desarrollo sostenible*. Esto es, conseguir un crecimiento económico y una mejora del nivel de vida en equilibrio con unas condiciones ecológicas y sociales que permitan que ese desarrollo pueda perdurar en el tiempo. O, dicho de otro modo: “Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades”; tal y como se definió en el documento conocido como Informe Brundtland (1987), fruto de los trabajos de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas.

En general, los límites de los recursos naturales sugieren tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sostenibles.

- Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
- Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
- Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible.

El desarrollo sostenible debe sustentarse sobre fuentes de energía respetuosas con el medio ambiente, y para poder seguir el ritmo de la demanda energética global, la única solución posible es la utilización de energías renovables.

En el contexto energético mundial, las energías renovables tienen un potencial físico ilimitado, como demuestra la Figura 2. En ella se observa cómo sólo la radiación solar tiene un potencial aproximado 1.800 veces superior al consumo actual de energía primaria mundial.

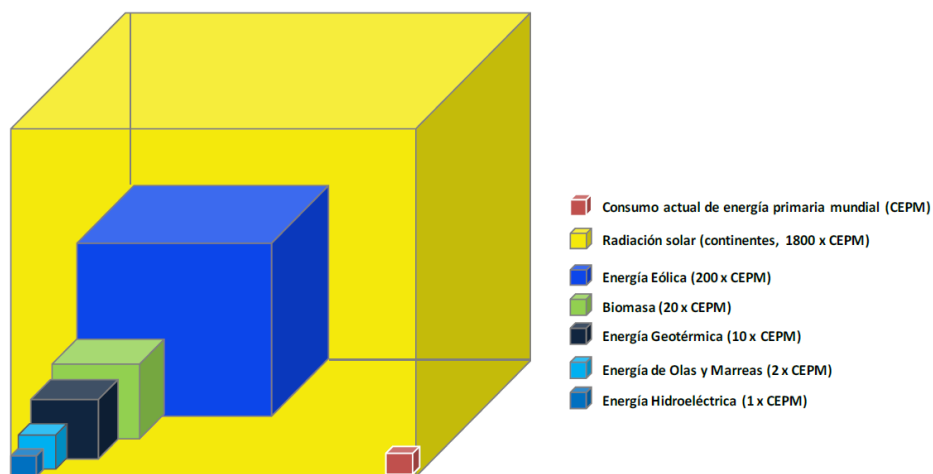


Figura 2. Potencial teórico físico de las energías renovables.

Fuente: Pau Solanilla Franco y Álvaro Ponce Plaza, *Energías renovables desplegadas: hacia las misiones sostenibles*, IEEE (Instituto Español de Estudios Estratégicos).

La cantidad de luz solar atravesando continuamente la atmósfera terrestre alcanza $1,75 \cdot 10^5$ TW. Considerando un 60% de transmitancia a través de la capa nubosa, todavía $1,05 \cdot 10^5$ TW seguirían alcanzando la superficie terrestre de forma continua. Si sólo un 1% de esta potencia en la superficie se pudiese convertir en energía eléctrica con un 10% de eficiencia, daría como

resultado una base de 105TW, mientras que la demanda global de energía para 2050 se estima aún entre los 25-30TW.

Las tecnologías solares, incluyendo la solar térmica y fotovoltaica, ofrecen ventajas medioambientales y socioeconómicas por encima de las fuentes convencionales de generación de electricidad. Desde un punto de vista medioambiental, entre las muchas implicaciones positivas de las tecnologías solares, se pueden destacar:

- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (principalmente CO₂, NO_x) y de emisiones de gases tóxicos (SO₂, partículas).
- Reclamación de tierras degradadas.
- Reducción de las necesidades de las líneas de transmisión dentro de la red eléctrica.
- Mejora de la calidad de los recursos hídricos.

Los beneficios socioeconómicos de las tecnologías solares incluyen:

- Incremento de la independencia energética a nivel tanto regional como nacional.
- Creación de oportunidades de empleo.
- Reestructuración del mercado energético debido a la penetración de una nueva tecnología y crecimiento de nuevas actividades productivas.
- Diversificación y seguridad (estabilidad) del abastecimiento.
- Aceleración de la electrificación en comunidades rurales situadas en áreas de media y alta insolación.
- Ahorro en las importaciones.

Los emplazamientos idóneos para instalar sistemas solares requieren que sean regiones con muchos días de sol (sin muchas nubes ni neblinas) al año, principalmente en áreas semiáridas y ubicadas en latitudes inferiores a los 40º, tanto en el hemisferio norte como en el sur. En la Figura 3 se observa la insolación anual media en la superficie terrestre.

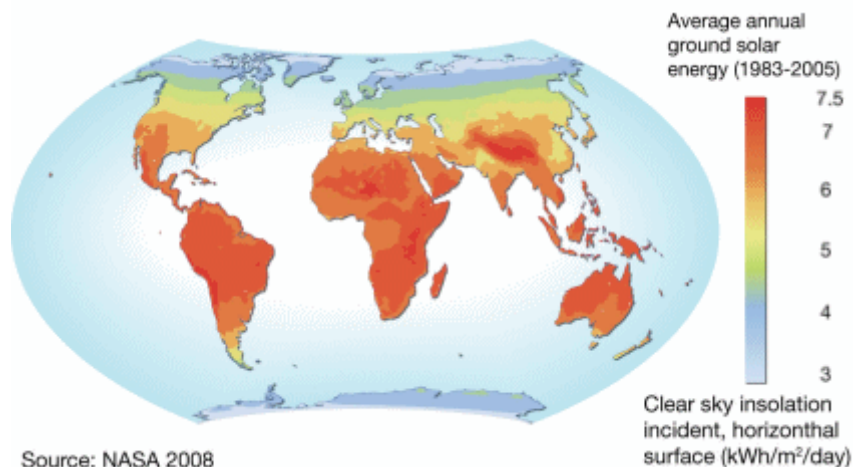


Figura 3. Mapa de insolación mundial. Fuente: www.nasa.gov (NASA)

En este sentido, las regiones con mayor potencial son los desiertos del norte de África y Suráfrica, Medio Oriente, el noroeste de India, el sur de Estados Unidos, México, Perú, Chile, el oeste de China, Australia y el sur de Europa. En España se dispone de aproximadamente 2.000

kWh/m²/año, frente a los 2.600 kWh/m²/año de alguno de los emplazamientos citados con mayor recurso solar de nuestro planeta.

Actualmente, existen tres grupos de tecnologías destinadas a aprovechar la energía solar: la fotovoltaica, las centrales solares termoeléctricas para la generación de electricidad y, por último, la térmica de baja temperatura para calefacción y agua caliente. En cuanto a las tecnologías para generación de electricidad, cabe mencionar los comentarios descritos a continuación:

La tecnología **fotovoltaica** tiene la gran ventaja de producir electricidad directamente a partir de la radiación solar en un amplio rango de potencias, que van desde los pocos milivatios hasta muchos megavatios. Esto la sitúa como una de las mejores soluciones al problema de la electrificación rural, permitiendo el suministro eléctrico en emplazamientos de difícil acceso para la red eléctrica o áreas de difícil abastecimiento.

En 2010 se instalaron cerca de 15.000MW de energía fotovoltaica en el mundo, de los cuales más de 7.000MW fueron en Alemania. En España, el *boom* de la energía fotovoltaica se produjo en 2008, con la instalación de cerca de 2.800MW, llegando en 2010 a 3.900MW de potencia instalada, como puede apreciarse en la Figura 4. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: en la actualidad, hay casi 10 veces más potencia instalada de lo que el Gobierno Español quería conectar en 2010. Como resultado, en septiembre de ese mismo año se recortaron las políticas de ayudas, lo que se ha traducido en la paralización del mercado durante meses por el cambio regulatorio. En la actualidad, a nivel mundial se estiman aproximadamente 35.000MW de potencia fotovoltaica instalada.

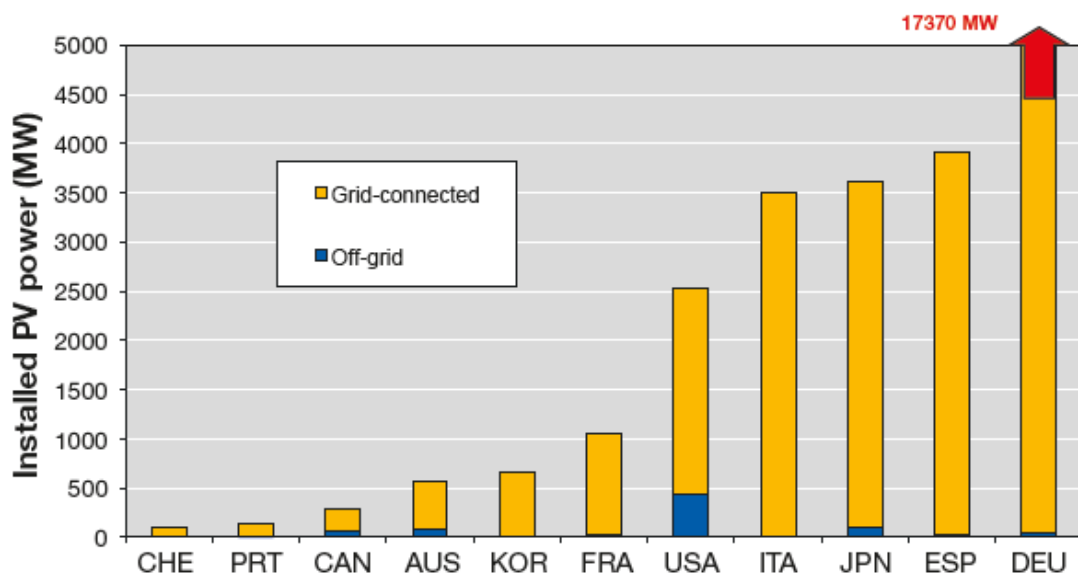


Figura 4. Potencia fotovoltaica instalada en 2010.

Fuente: IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), *Trends in photovoltaic applications*.

Por otro lado, la **tecnología termosolar** para generación eléctrica cuenta con una prolongada historia, a pesar de que su comercialización ha sido intermitente. Se basa en la captación de calor solar para producir electricidad mediante diferentes tipos de tecnologías, que se explicarán más detenidamente en apartados siguientes. Actualmente se asiste a su

relanzamiento debido a las grandes mejoras sufridas en los últimos años a nivel tecnológico. Es, sin duda, la clase de energía a la que se le augura un mayor potencial de desarrollo de entre todas las renovables, y España lidera su desarrollo a nivel mundial. En la Figura 5 puede observarse la evolución y la previsión del aumento de esta tecnología por países.

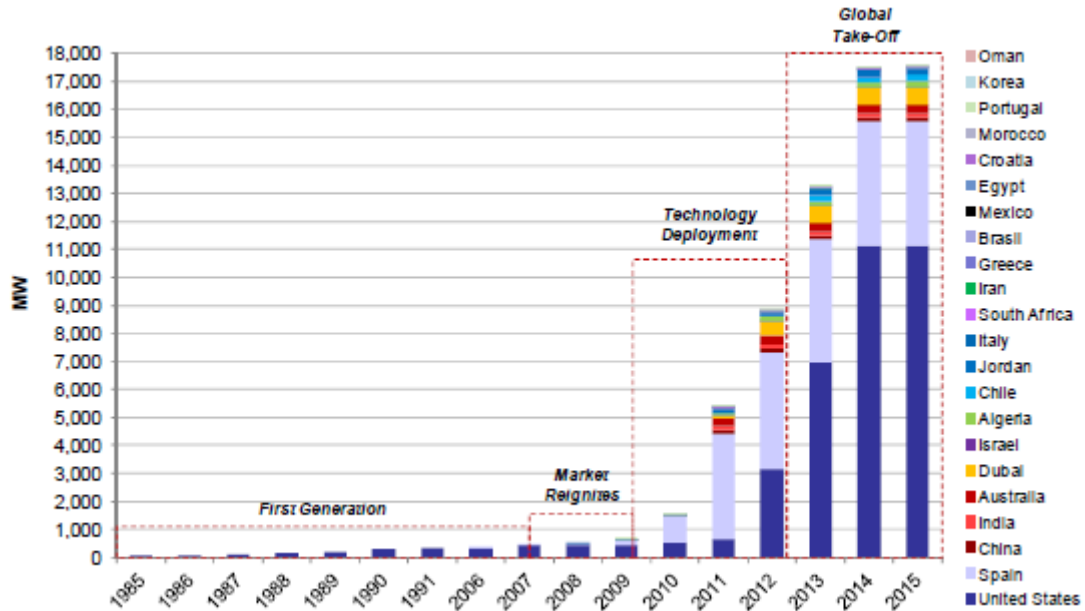


Figura 5. Previsión de la potencia global instalada en sistemas solares de concentración por países.

Fuente: IHS Emerging Energy Research, *Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010–2025*.



1.5.- PARTICULARIDADES DE LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

La tecnología solar termoeléctrica, en la que están basadas las centrales termosolares, consiste en concentrar la radiación procedente del Sol para calentar un fluido (agua, aceite, sales fundidas...) y posteriormente producir electricidad. Las primeras centrales comerciales que integraron este tipo de tecnología comenzaron a funcionar en California a mediados de la década de los ochenta.

Tras la crisis del petróleo de 1973, los países industrializados decidieron impulsar la investigación de tecnologías de aprovechamiento de las fuentes renovables. Sin embargo, y debido a la reducción en los precios de los carburantes y la consecuente cancelación de las ayudas e incentivos públicos, el mercado de las termosolares se paralizó.

A pesar de que otras tecnologías de generación de electricidad a partir de fuentes renovables comenzaron de nuevo a recibir apoyos a finales de los noventa, no fue hasta 2004 cuando ocurre lo mismo con la tecnología termosolar.

En España, el establecimiento de una serie de incentivos en forma de primas a las renovables en el Real Decreto 436/2004 y, en EE.UU., la obligación de utilización de renovables, unido al hecho de la existencia del recurso en ambos países, hizo reavivar el interés por la solar termoeléctrica. Este nuevo marco permitió la construcción de centrales de tamaño comercial, la primera de las cuales —PS10— entró en operación en España a principios de 2007, a la que poco después siguió la central Nevada Solar One, en EE.UU.

Este renacimiento termosolar en España y EE.UU. se debió a la necesidad de cumplir con los objetivos de penetración de energías renovables y la reducción de la dependencia energética. También influyó de forma decisiva que éstos fueran los dos únicos países en los que se mantuvo el esfuerzo en I+D+i, focalizado en la Plataforma Solar de Almería (PSA) y en el Laboratorio Nacional Sandia, respectivamente.

La posición de liderazgo alcanzada por la industria en nuestro país ha sido el resultado de la combinación de tres factores, expuestos en el estudio sobre el Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoeléctrico en España (Protermosolar, 2011):

- El apoyo continuado a la investigación y el desarrollo tecnológico desde finales de los años setenta.
- El marco regulatorio implantado a partir de 2004 y consolidado en 2007. Con él la energía termosolar comenzó a recibir primas a la generación casi diez años después de otras tecnologías como la eólica, la fotovoltaica, la biomasa y la minihidráulica en nuestro país.
- La capacidad de respuesta de las empresas españolas, que pudieron contar con recursos humanos muy bien preparados, así como su compromiso con las inversiones financiadas en su mayoría mediante “Project Finance” en términos comerciales, sin subvenciones públicas.

La energía solar termoeléctrica tiene la ventaja de ser gestionable y poder verter electricidad a la red incluso cuando no se dispone de radiación solar. Esto es así gracias al uso de sistemas de almacenamiento o de hibridación en las centrales. Esta característica proporciona a la solar termoeléctrica una mayor flexibilidad que otras tecnologías renovables, facilitando la gestión del seguimiento de la demanda por parte del operador del sistema eléctrico.

Además, la generación de las centrales termosolares se acopla perfectamente y de forma natural a la curva de la demanda eléctrica, como puede observarse en la Figura 6, correspondiente a un día típico de verano. En invierno, gracias a la capacidad de almacenamiento, las centrales termosolares también pueden contribuir a dar cobertura a la punta de demanda que se produce por la tarde.

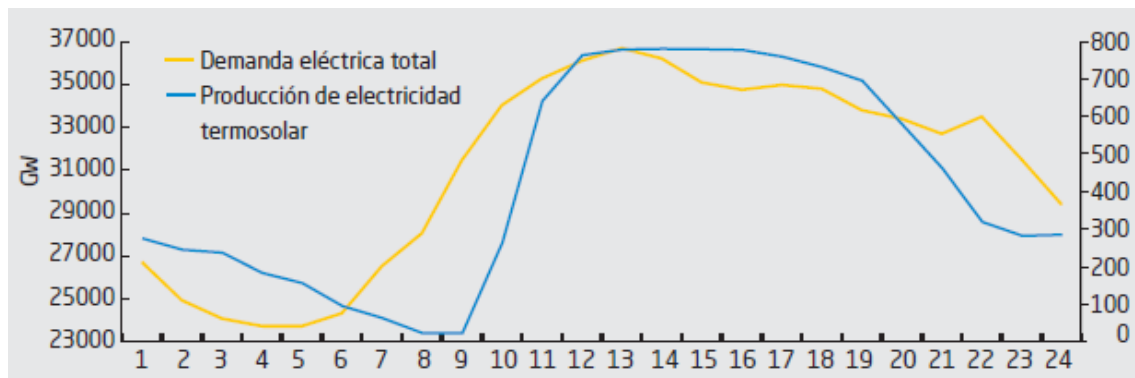


Figura 6. Curvas de demanda eléctrica total y producción de electricidad termosolar.

Fuente: Protermosolar, *Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoeléctrico en España*.

Adicionalmente, la energía solar termoeléctrica puede ser considerada como un facilitador para la integración de otras tecnologías en la red, como la solar fotovoltaica y la eólica, evitando la necesidad de respaldo mediante combustibles fósiles. Además, dado que pueden ser fácilmente hibridadas con otras energías renovables, como la biomasa, o con combustibles fósiles como el gas natural utilizando el mismo equipo generador, se aumenta la eficiencia y la fiabilidad en la producción de energía eléctrica.

Como se comentó anteriormente, la producción de electricidad mediante estas tecnologías evita la emisión de gases de efecto invernadero, eliminando sus efectos sobre el cambio climático y ayudando a conseguir los objetivos de reducción de emisiones. Además, se trata de tecnologías seguras y limpias en su operación y mantenimiento que evitarán los riesgos asociados al transporte de crudo, a accidentes de centrales nucleares y a la gestión de residuos radioactivos, entre otros.

Al mismo tiempo, al utilizar un recurso existente en el territorio se reduce la importación de combustibles fósiles desde el extranjero. Esto, a parte del ahorro que produce en términos económicos, también reduce la dependencia energética del exterior, lo que resulta especialmente importante en España.

En cuanto al impacto socioeconómico, la energía solar termoeléctrica genera muchos empleos en el territorio donde se instalan las centrales, tanto en la fase de construcción como durante la operación y mantenimiento, debido al elevado componente nacional asociado a la ejecución de las inversiones.



Si bien la mayor parte de la contribución de la solar termoeléctrica vendrá de centrales de gran tamaño conectadas a red, estas tecnologías podrían, además, suministrar parte de la demanda de electricidad y calor en procesos industriales, así como para refrigeración o desalinización de aguas salinas o salobres. Además, es posible su aplicación en entornos urbanos o domésticos a menor escala, principalmente en localizaciones donde el acceso a la energía eléctrica se encuentra limitado.

1.6.- TECNOLOGÍAS DE TRANSFORMACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

En la actualidad, cuatro son las principales tecnologías que se utilizan en plantas de Energía Solar Térmica por Concentración (ESTC o CSP: *Concentrated Solar Power*, en inglés). Su clasificación se debe a la tipología de su sistema de concentración de la radiación incidente (ver Figura 7). Se distinguen:

- Centrales de torre o de receptor central
- Captadores cilindro parabólicos
- Concentradores lineales Fresnel
- Disco parabólico Stirling

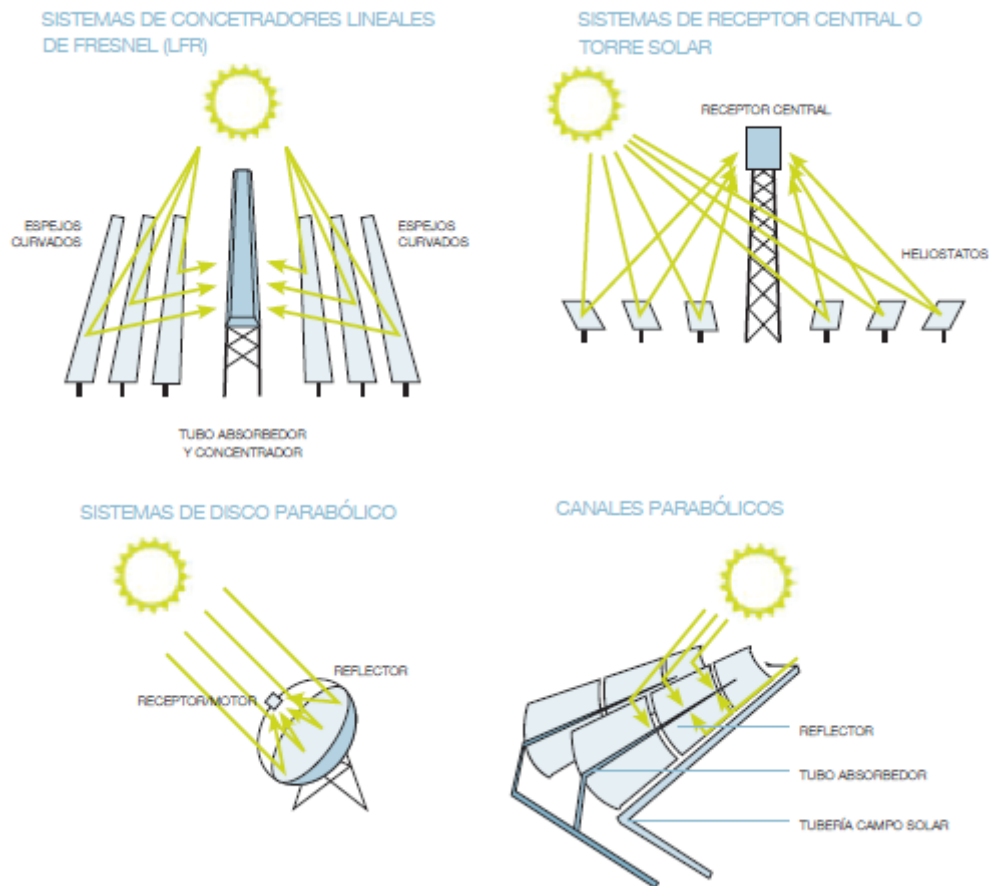


Figura 7. Esquema de funcionamiento de las distintas tecnologías de transformación solar termoeléctrica
Fuente: SolarPACES, *Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009*.

1.6.1. CENTRALES DE TORRE

En las centrales de torre o de receptor central, un campo de cientos o miles de reflectores planos llamados heliostatos, orientados individualmente según la posición del Sol, dirigen la radiación solar para concentrarla unas 600-1.000 veces en un receptor que se sitúa en la parte

superior de la torre. En este receptor se transmite el calor a un fluido con el objetivo de generar vapor y expandirlo posteriormente en una turbina acoplada a un generador eléctrico.

El funcionamiento de esta tecnología se basa en tres elementos característicos (Espejo y García, 2010), que se pueden apreciar en la Figura 8:

- Los helióstatos captan la radiación solar y la dirigen hacia el receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que les sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del Sol.
- El receptor transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido se encarga a su vez de transmitir el calor a otra parte de la central termosolar, donde se obtiene vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.
- La torre sirve de soporte al receptor, que se sitúa a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o como mínimo reducir, las sombras y los bloqueos.

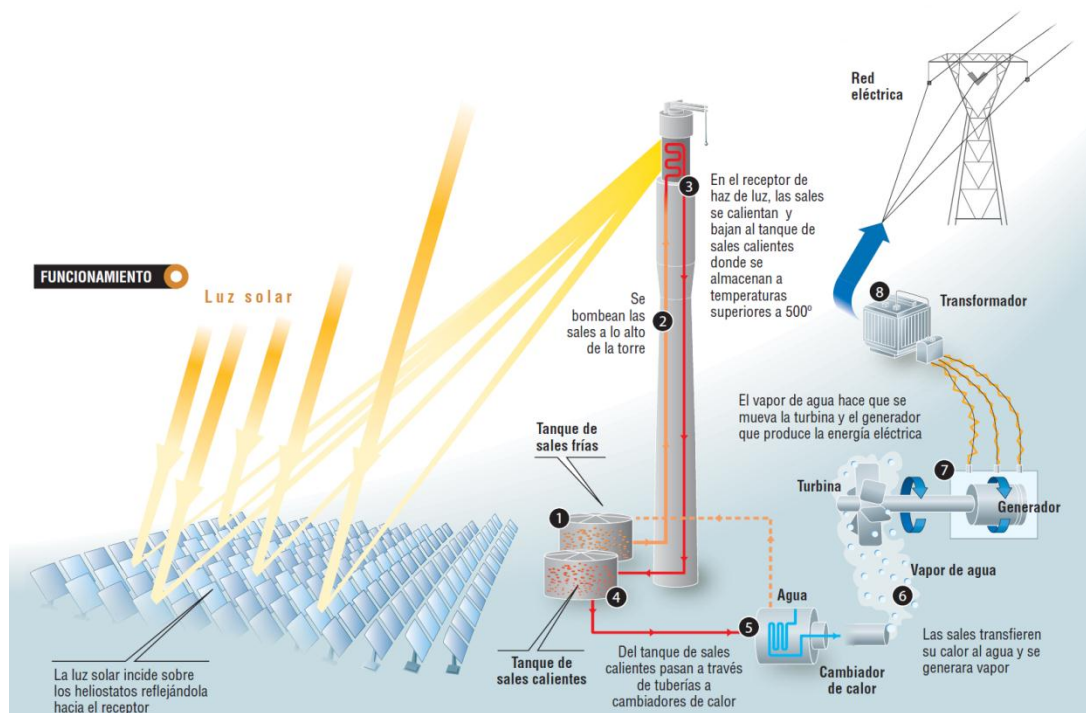


Figura 8. Funcionamiento de planta de receptor central. Fuente: www.torresolenergy.com (Torresol Energy)

Las elevadas temperaturas (entre 500°C y 800°C) que pueden llegar a alcanzar los fluidos con esta tecnología permiten su aplicación no sólo para accionar ciclos de vapor, sino también para turbinas de gas y sistemas de ciclo combinado. Estos sistemas pueden lograr hasta el 35% de eficiencia pico y el 25% de eficiencia eléctrica solar anual cuando acompañan a una central térmica de ciclo combinado.

La tecnología de torre puede incorporar un almacenamiento de energía de hasta 15 horas, de modo que el sistema puede proporcionar energía aún en condiciones de nubosidad o de noche. En la actualidad, la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. De esta manera puede conseguirse un funcionamiento continuo de la planta a lo largo de las 24 horas del día.

La tecnología de receptor de torre ha sido probada con éxito durante varios años en la Plataforma Solar de Almería (centrales Solar-One y Solar-Two). En la actualidad, existen solamente tres centrales de este tipo localizadas en España (PS10 y PS20, de 11MW y 20MW, respectivamente, y agua como fluido de trabajo; y Gemasolar (Figura 9), de 17MW, con tecnología de sales fundidas y almacenamiento de 15 horas), al tiempo que ya se están construyendo diferentes proyectos de mayor tamaño en Estados Unidos.



Figura 9. Planta Gemasolar de receptor central en Sevilla. Fuente: www.torresolenergy.com (Torresol Energy)

Se estima que los ratios de costes de generación por kWh podrían ser inferiores a los de las centrales de canal parabólico, lo que, unido a que el rendimiento de las centrales de torre también suele ser mayor que en estas otras, está provocando un aumento en el interés por este tipo de tecnología a medida que más centrales entran en funcionamiento.

1.6.2. CAPTADORES CILINDRO PARABÓLICOS

En este tipo de tecnología los captadores tienen la forma de un cilindro parabólico. Manteniéndose orientados según la posición del Sol, los rayos solares recibidos se concentran unas 70-100 veces en un tubo receptor situado en la línea focal del cilindro. El tubo receptor absorbe esta radiación y transmite el calor al fluido de transferencia térmica (HTF, *Heat Transfer Fluid*) que circula por su interior (normalmente aceite sintético), hasta alcanzar una temperatura que oscila entre los 350 y 550°C. Este aceite, bombeado por el tubo absorbedor, se hace pasar a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado que, posteriormente, y como ocurría en el caso anterior, se convierte en energía eléctrica a través de una turbina de vapor convencional.

Como el aceite térmico alcanza una temperatura máxima de unos 400°C aproximadamente, se limita la eficiencia de la conversión del ciclo de turbina. Es por ello que actualmente se están investigando alternativas o desarrollando fluidos más avanzados. Ejemplos de ello es la generación directa de vapor en los tubos absorbedores o el uso de sales fundidas como fluidos de transferencia térmica.

En esta clase de tecnología también puede incorporarse un almacenamiento de energía para proporcionar electricidad en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente, la opción más utilizada es el uso de un tanque de sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. También permite soluciones bastante sencillas de hibridación con otras tecnologías, pudiendo utilizarse un combustible fósil tradicional o biomasa para producir electricidad durante la noche o en días nublados, o para apoyar la operación solar.

El campo solar de esta clase de tecnología está compuesto principalmente por los siguientes elementos (Espejo y García, 2010), que pueden apreciarse en la Figura 10:

- El reflector cilindro parabólico, que debe reflejar y concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación que incide sobre su superficie. Esta superficie especular se consigue con películas de plata o aluminio sobre un soporte que proporcione la rigidez suficiente, como la chapa metálica, el vidrio o el plástico.
- El tubo absorbedor, que está formado por dos tubos concéntricos separados por un anillo vacío. El tubo interior por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el tubo exterior de cristal. El fluido que circula por el tubo depende de la tecnología. Para bajas temperaturas ($<200^{\circ}\text{C}$) se suele utilizar agua desmineralizada con etileno-glicol, y para mayores temperaturas (200°C - 450°C) se utiliza aceite sintético.
- El sistema de seguimiento del Sol, que consiste en un dispositivo que gira los captadores alrededor de un eje.
- La estructura metálica del colector, cuya misión es dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen.



Figura 10. Colectores cilindro parabólicos. Fuente: Google Images

Las filas de concentradores en este tipo de centrales suelen tener una orientación norte-sur para maximizar la energía recogida durante el año. De esta forma, y como ya se ha comentado, con un sistema de un único eje puede ajustarse su inclinación de este a oeste durante el día, lo cual asegura una incidencia más favorable de la irradiación directa del sol a los espejos.

El campo solar para una planta tipo de 50 MW (valor común por los condicionantes del régimen especial) está formado por módulos de 200 metros, agrupados a su vez en filas de 1 kilómetro. La superficie total de espejos para una planta de esta potencia es, aproximadamente, de 300.000 m^2 y la superficie total de la planta, incluida la isla de potencia, se encuentra en torno a los 2 km^2 .

El rendimiento de las plantas de concentradores parabólicos se encuentra en la actualidad en el rango del 12-14%. Sin embargo, se trata de la tecnología más madura y extendida a nivel mundial, con más de 900MW instalados en España y 430MW en Estados Unidos, principalmente, con centrales entre 14 y 80MWe de potencia eléctrica.

1.6.3. CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL

Esta tecnología, al igual que la de cilindros parabólicos, también se basa en filas de reflectores solares. Sin embargo, en este caso los concentradores son planos o con una curvatura muy pequeña, focalizando la radiación que reflejan en un receptor fijo situado sobre los espejos (Figura 11).

Estos concentradores lineales son similares a los concentradores cilíndricos parabólicos, pero desarrollados a lo largo de un plano. Las lamas se colocan sobre una estructura giratoria, movida por un pequeño motor, que permite el correcto seguimiento del sol. Las ventajas respecto a los concentradores cilíndrico parabólicos son: una menor superficie al viento, eliminación de las juntas rotativas de los colectores cilindros parabólicos al tener el tubo absorbedor fijo, la ocupación del terreno es aproximadamente la mitad de los colectores cilindro parabólicos, las estructuras portátiles son sencillas y de fácil instalación y las cimentaciones son más pequeñas. Pero la principal ventaja de los concentradores lineales es que se facilita la generación directa de vapor al utilizar agua como fluido calo-portador, eliminándose la necesidad de intercambiadores de calor.

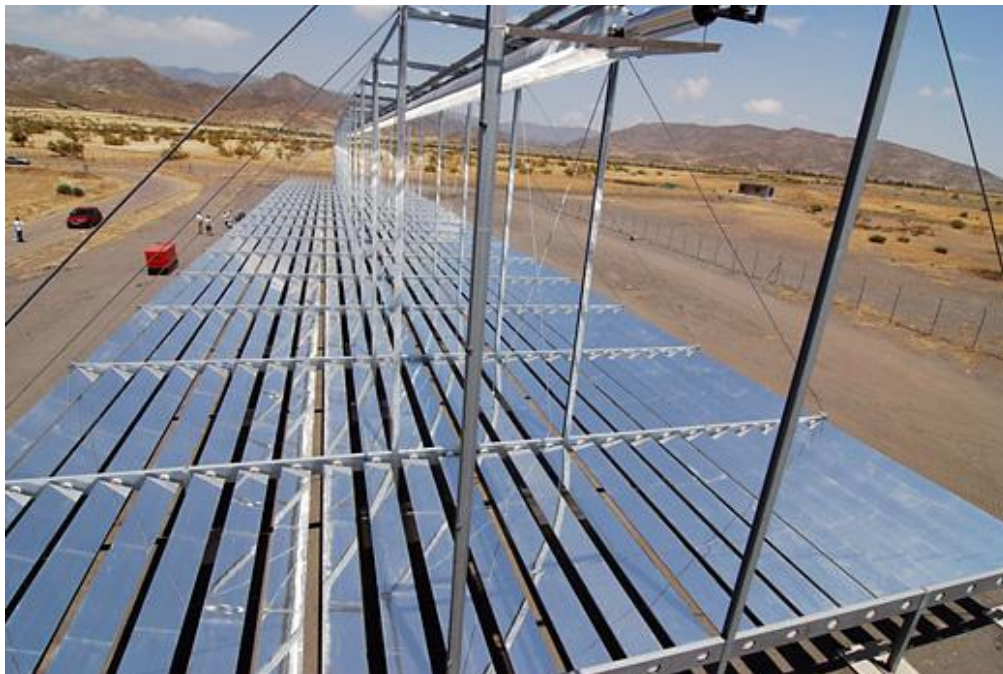


Figura 11. Concentradores lineales Fresnel. Fuente: Google Images

Por contra, se producen sombras entre las lamas, sobre todo al amanecer y al atardecer, lo que reducen su rendimiento entre un 25% y un 30%. Sin embargo, la sencillez de estos sistemas conlleva una reducción de los costes que compensa su menor rendimiento (Espejo y García, 2010).

En la actualidad, esta tecnología se encuentra menos extendida, ya que la temperatura que alcanza el fluido en el campo solar es inferior a las otras dos tecnologías mencionadas anteriormente y resulta por ello más difícil incorporar sistemas de almacenamiento. Su desarrollo dependerá de la capacidad de reducir los costes de inversión y de generación a fin de ser competitivos ante su menor rendimiento: se estima que los costes deberían ser un 40% inferiores a los de canal parabólico para poder ser competitivos.

Este tipo de tecnología está siendo desarrollada principalmente por la empresa australiana Areva Solar (antiguamente conocida como Ausra). Esta empresa construyó una planta de prueba de 1MW en el este de Australia en 2003 que produce vapor directamente para una central térmica de carbón ya existente. También tiene una planta de 5MW operando en Estados Unidos, y una de 44MW en construcción en Australia. En este mismo país ha cerrado además un contrato con el Gobierno para liderar el proyecto Solar Dawn de 250MW, con un presupuesto aproximado de 400 millones de euros.

1.6.4. DISCO PARABÓLICO STIRLING

Las centrales de discos parabólicos con motores Stirling están compuestas por dos elementos básicos: un concentrador o disco parabólico y un generador de energía (Figura 12). Cada unidad, compuesta por estos dos elementos, produce electricidad de manera independiente, que puede ir desde los 3kW (diseño de Infinia), 10kW (Schlaich, Bergermann & Partner), 25 kW (SAIC/STM) hasta el 'Big Dish' de más de 100 kW de la Universidad Nacional de Australia.

Se trata de una probada tecnología que se basa en concentrar la radiación solar incidente sobre el disco parabólico en un receptor colocado en su foco, en el que se encuentra acoplado un transformador termomecánico. El motor Stirling consta de dos cilindros, uno en el foco frío y el otro en el caliente, unidos por un conducto. El gas de trabajo (generalmente, helio o hidrógeno) se mueve entre el cilindro caliente, que es el que recibe la radiación, y el cilindro frío por medio de un juego de pistones y bielas unidas a un volante común (Espejo y García, 2010).



Figura 12. Discos parabólicos con motores Stirling. Fuente: www.renovalia.com (Renovalia Energy)



Este tipo de tecnología elimina la necesidad de utilizar agua en la generación de energía, lo que supone una ventaja respecto a los diseños con las otras tecnologías. Por otro lado, como cada unidad supone un equipo individual, estos discos parabólicos no resultan tan adecuados para su utilización en grandes centrales, pero sí para la generación distribuida y descentralizada o en instalaciones remotas e independientes, al ser modulables y fáciles de acoplar en terrenos no planos.

1.7.- POLÍTICA DE FOMENTO DE LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999, de acuerdo con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableció el objetivo de desarrollo a alcanzar por cada una de las áreas de energías renovables para cubrir, en su conjunto, al menos el 12% del consumo en términos de energía primaria en España en el año 2010. Este objetivo respondía a las políticas de fomento de las energías renovables en la Unión Europea desde 1997, año en que se aprobó el documento *Energía para el futuro. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*.

Cuando se redactó este Plan no había en España plantas solares termoeléctricas en funcionamiento, pero se dieron los pasos para constituir el marco económico y legislativo adecuado para que empezasen a promoverse los primeros proyectos con esta tecnología de producción eléctrica.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estableció la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Según el artículo 27.1 de la Ley del Sector Eléctrico se pueden acoger al régimen especial de producción de energía eléctrica las instalaciones que utilicen la cogeneración y las que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

En este Real Decreto las instalaciones que utilizan como energía primaria para la generación de electricidad la energía solar quedan incluidas en el grupo b.1, y se desglosa en solar fotovoltaica (b.1.1) y solar termoeléctrica (b.1.2). En las instalaciones solares termoeléctricas se pueden utilizar equipos auxiliares que consumen gas natural o propano únicamente para el mantenimiento de la temperatura del acumulador de calor. El consumo de dicho combustible, en cómputo anual, deberá ser inferior al 12% de la producción de electricidad y sólo durante los periodos de interrupción de la generación eléctrica, si la instalación vende su energía a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los periodos de programación expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora (kWh). El porcentaje puede ser el 15%, sin limitación temporal, si la instalación vende la energía libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro/kWh.

El artículo 33 del Real Decreto 436/2004 contiene las tarifas, primas e incentivos para instalaciones de energía solar. Para la solar térmica son:



- Tarifa: 300% durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240% a partir de entonces.
- Prima: 250% durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 200% a partir de entonces.
- Incentivo: 10%.

También contempla este artículo que cuando se alcancen los 200 megavatios (MW) de potencia instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas expresadas en el mismo.

En julio de 2005 el Gobierno aprobó el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 (PER) (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2005), que constituía la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta entonces vigente. Con esta revisión trató de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010. Sin embargo, propuso una distribución diferente de los esfuerzos por áreas, de manera que fuese posible la consecución del objetivo global. La participación de las renovables en el consumo total de energía del año 2010 logró alcanzar así un 13,2%, valor por encima del objetivo propuesto.

El PER también incorporaba los otros dos objetivos indicativos adoptados con posterioridad al anterior Plan: 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,83% de biocarburantes en transporte para el año 2010 (se llegó a alcanzar un 29,2% y un 5% en 2010, respectivamente).

En el PER se consideró que existían perspectivas e iniciativas suficientes, por parte de empresas de reconocida capacidad, para llegar a instalar 500 MW en centrales termosolares. Las razones que fundamentaban esta propuesta eran:

- Existencia de recursos solares en España muy favorables para el desarrollo de esta tecnología.
- Disponibilidad de conocimientos y experiencias previas que configuraban a España como líder en estas tecnologías, hasta el grado de desarrollo existente en aquel momento.
- De cara al futuro, elevado interés de promotores por llevar a cabo proyectos comerciales y capaces de liderar también esta tecnología en el ámbito industrial y comercial.

Por otro lado, el Real Decreto 436/2004, con sus primas, estimuló nuevos proyectos. Cuando se aprobó este Plan, contabilizando los proyectos existentes que se encontraban en diferentes grados de ejecución, en el desarrollo de la promoción o al inicio de la fase de medición, en global se estaban promoviendo proyectos con una potencia de alrededor de 500 MW (finalmente, la potencia termosolar instalada en España a finales de 2010 llegó aproximadamente a los 700 MW).

Teniendo en cuenta la promoción de estos proyectos en diferentes regiones de España, se planteó, a modo indicativo, una distribución por Comunidades Autónomas del objetivo global de 500 MW: Andalucía (300 MW), Castilla y León (50 MW), Castilla-La Mancha (50 MW), Extremadura (50 MW) y Murcia (50 MW).

Según el PER, con la consecución de estos objetivos y el desarrollo industrial que llevaba aparejado, España se convertiría en líder mundial de esta tecnología, además de en el campo de investigación, como lo fue en el momento en que se redactaba el PER, en el de las realizaciones de plantas comerciales.

La evolución anual de la potencia termosolar a instalar dentro del periodo 2005-2010 queda expuesta en la Tabla 1.

Año	Potencia (MW)	Producción (MWh)	Inversión asociada (miles €)	Apoyo público: Explotación (miles €)	Apoyo público: Inversión (miles €)	Apoyo público: Total (miles €)
2005	0	0	0	0	0	0
2006	10	25.960	50.000	4.284	1.200	81.454
2007	40	129.800	200.000	24.458	0	354.298
2008	150	519.200	675.000	99.202	5.000	1.298.552
2009	150	908.600	637.500	176.033	0	1.722.283
2010	150	1.298.000	600.000	254.997	0	2.153.147
Total 2005-2010	500	2.881.560	2.162.500	559.514	6.200	5.610.274

Tabla 1. Evolución anual de la potencia a instalar, producción prevista, inversiones y ayudas públicas 2005-2010.

Fuente: IDAE, Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.

Según el PER, este crecimiento de la potencia termoeléctrica en el periodo establecido solo sería posible si se producía rápidamente el cambio legislativo necesario para eliminar la limitación a 200 MW para obtener las primas consideradas en 2005, fecha de su aprobación. A este respecto también señalaba que había que tener en cuenta que se trataba de proyectos grandes, en muchas ocasiones en torno a 50 MW, con un plazo de ejecución de al menos 18 meses y que previamente habían tenido que obtener todos los permisos.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Sustituyó al Real Decreto 436/2004, y en él se estableció una nueva metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Dio una nueva regulación a este respecto, manteniendo la estructura básica de la existente.

El marco económico establecido en el R.D. 661/2007 garantiza a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores finales eléctricos una asignación racional de los costes imputables al sistema eléctrico. En su artículo 36 se publican las tarifas y precios correspondientes a la energía solar térmica.

En mayo de 2009 se publicó el Real Decreto 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptaron medidas en el sector energético y se aprobó el bono social. En él se planteó que se hacía necesario adoptar una medida de urgencia que garantizase la necesaria seguridad jurídica a aquellos que habían realizado inversiones, y pusiese las bases para el establecimiento de nuevos regímenes económicos que propiciasen el cumplimiento de los objetivos pretendidos: la consecución de unos objetivos de potencia por tecnología a un coste razonable para el consumidor y la evolución tecnológica de las mismas que permitiese una reducción gradual de sus costes y por consiguiente su convergencia con las tecnologías convencionales.



A través del Real Decreto 6/2009 se crea un Registro de Preasignación de Retribución, con el fin de conocer en los plazos previstos en este Decreto las instalaciones que, en su fecha de publicación, no sólo estaban proyectadas, sino que cumplían las condiciones para ejecutarse y acceder a todos los requisitos legales y reglamentarios, el volumen de potencia asociado a las mismas y el impacto en costes de la tarifa eléctrica y su calendario. La inscripción en el Registro de Preasignación es condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007.

En octubre de 2009, la tardanza de la publicación del listado de instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación provoca malestar en las empresas del sector. En el Boletín Oficial del Estado (BOE), de 24 de noviembre de 2009, se publicó el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procedía a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentadas en el Registro de Preasignación de retribuciones para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto 6/2009.

El Consejo de Ministros acordó disponer la puesta en funcionamiento de las instalaciones de tecnología solar termoelectrica en fases sucesivas de acuerdo con el siguiente ritmo acumulado de implantación:

- Fase 1: 850 MW.
- Fase 2: 1.350 MW.
- Fase 3: 1.850 MW.
- Fase 4: Resto de potencia inscrita al amparo de lo previsto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto 6/2009.

Las instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación no podrían comenzar el vertido de energía a través de la red de la empresa distribuidora o de transporte antes del 1 de enero de 2011 (Fase 2), 1 de enero de 2012 (Fase 3) y 1 de enero de 2013 (Fase 4), ya en régimen de explotación comercial o en pruebas.

Dichas instalaciones deberían ser inscritas con carácter definitivo en el Registro de Preasignación con anterioridad al 1 de enero de 2013 (Fases 2 y 3) y 1 de enero de 2014 (Fase 4).

El operador que produce electricidad de origen termosolar puede elegir año tras año entre dos modelos de remuneración:

- a) suministrar la electricidad con base a una tarifa fija que permanece constante durante todo el año.
- b) vender la electricidad directamente en el mercado (según la tasa del día), o a plazo o bien mediante un contrato bilateral. Si el operador opta por esta segunda posibilidad recibe el valor negociado y una bonificación adicional.

Cada año, a finales de diciembre, el BOE publica la orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a aplicar a partir del 1 de enero del año siguiente. Esa orden contiene tanto la remuneración normal como la compensación inflacionaria establecidas en el Real Decreto 661/2007. La remuneración está garantizada por Ley durante 25 años, tanto el precio del kWh en caso de tarifa fija, como la bonificación en el caso de una operación de mercado. Pasados

25 años la remuneración por cada kWh suministrado a la red se reduce, de tal manera que equivale al 80% del valor vigente en ese momento. Esta remuneración se ajusta en España a la tasa anual de inflación con base al índice de precios al consumo (IPC). Hasta el 31 de diciembre de 2012, al hacer este ajuste, hay que restar 0,25 puntos porcentuales a la variación anual respectiva del IPC; a partir de entonces se debe restar 0,5 puntos porcentuales.

En la Tabla 2 se observan las tarifas, primas y límites para las instalaciones de la categoría b), grupo b.1, en el que se incluyen la solar fotovoltaica (b.1.1) y solar termoeléctrica (b.1.2), aplicadas a partir del 1 de enero de 2012.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8743			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3348			
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4997			
	b.1.2		primeros 25 años	29,8957	28,1894	38,1751	28,1936
			a partir de entonces	23,9164	22,5515		

Tabla 2. Tarifas, primas y límites para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre. BOE 31-12-2011.

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020, presentado en junio de 2010, en el apartado dedicado a la evolución de la energía solar termoeléctrica, indica que la contribución de esta energía al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 se estima en 15.353 GWh, generados por una potencia instalada acumulada en 2020 de 5.079 MW. El incremento de potencia en el periodo 2011-2020 se estima en 4.447 MW.

La estimación de energía generada en este periodo se basa, hasta 2013, en la distribución de plantas con tarifa preasignada, de las cuales un 40% son centrales con acumulación de energía y un 60% son instalaciones sin acumulación de energía. A partir de 2014 se estima que todas las instalaciones incorporen sistemas de almacenamiento de energía, lo que permitirá su participación en los programas de ajuste del sistema y que contribuyan a la gestionabilidad del mismo (Espejo y García, 2010).

1.8.- LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA EN ESPAÑA Y EN EL MUNDO

El coste de la electricidad de las plantas de energía solar térmica de concentración depende de los recursos solares disponibles y de los costes de inversión de su desarrollo, su financiación y operación. Centrales con el mismo precio y condiciones de financiación, en los estados sur-occidentales de Estados Unidos o la zona del alto Egipto, conseguirán un coste equivalente un 20-30% menor que en el sur de España o en la costa norteafricana porque la cantidad de energía generada a partir del sol es hasta un 30% superior (2.600-2.800 comparado con 2.000-2.100 kWh/m²año). En países como Francia, Italia o Portugal el recurso solar es incluso menor, encontrándose el mejor en los desiertos de Sudáfrica y Chile, donde la luz solar directa proporciona casi 3.000 kWh/m²año. La viabilidad económica de un proyecto se determina por la disponibilidad del recurso solar en el emplazamiento y por las condiciones de venta de la energía.

1.8.1. SITUACIÓN EN ESPAÑA

La Política de Fomento de las Energías Renovables en España durante la primera década del siglo XXI ha establecido un marco legislativo favorable que permite la viabilidad económica de las centrales solares termoelectricas. España ha sido el primer país del sur de Europa en introducir un sistema de financiación de 'tarifas o primas'. Las plantas ESTC de hasta 50MW tienen ahora una prima regulada de 26,9 céntimos de euro/kWh durante 25 años, que aumenta anualmente con la inflación menos un punto porcentual. Pasados estos 25 años, la prima desciende hasta los 21,5 céntimos de euro/kWh. Estas tarifas fueron fijadas mediante el Real Decreto 661 de 2007, que separó la prima del precio de referencia del mercado, ya que éste subía con los precios del crudo incrementando automáticamente las primas de las renovables.

España, con el paso de los años, ha ido incrementando de manera progresiva esta prima, desde los 12 céntimos de euro/kWh en 2002, hasta los 18 céntimos de euro/kWh en 2004, que disparó en gran medida las propuestas de desarrollo de nuevos proyectos. Pero fue sólo con el aumento de la prima a los niveles actuales que estos proyectos pudieron ser financiados, como se ha comentado anteriormente. El decreto de 2007 permite la financiación con una garantía de 25 años y ofrece un respaldo de gas natural en torno al 12-15% para optimizar el rendimiento de la planta.

De este modo, la energía termosolar empezó a avanzar con fuerza en España, situándose como pieza clave en la reducción de la dependencia energética y posicionándose como una tecnología muy relevante en el mix energético de los próximos años. Las grandes empresas eléctricas y constructoras realizan ahora elevadas inversiones en instalaciones con gran potencia instalada, localizadas en su mayoría en la España meridional.

Según datos de Protermosolar de junio de 2012, existen en España **35 centrales en funcionamiento** con una potencia instalada de 1.581MW, que producen de forma estimada 4.200GWh/año. Al margen de éstas plantas ya en operación, otras 17 se encuentran en fase de construcción, y suman entre ellas 774MW. Asimismo, 8 nuevas plantas, que suman un total de 70MW, ya han sido inscritas en el Registro de Preasignación publicado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. En conjunto, estas 60 centrales totalizaría 2.425MW de potencia instalada y una producción aproximada de 6.450GWh/año.

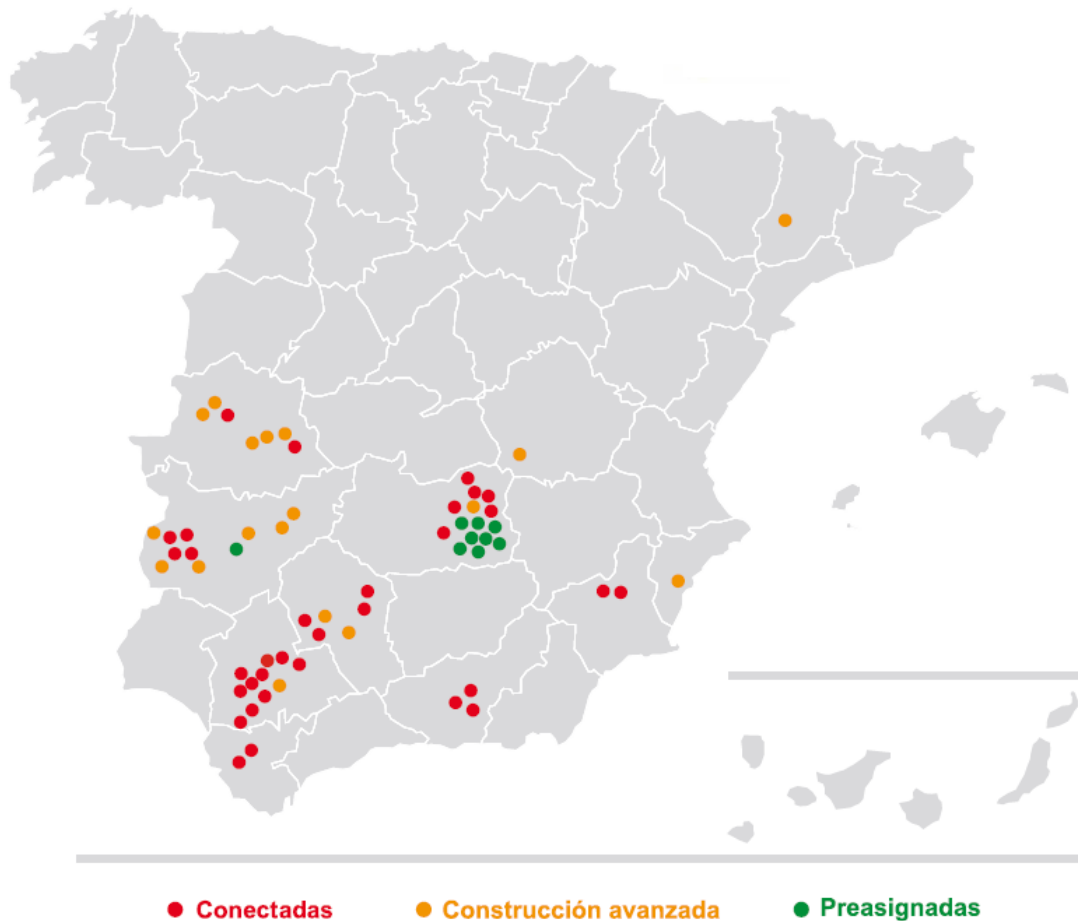


Figura 13. Localización de centrales solares termoelectricas en España (junio de 2012)

Fuente: www.protermosolar.com (Protermosolar).

Como puede verse en la Figura 13, la provincia que más centrales en operación posee es Sevilla, con diez. Le siguen Ciudad Real, con seis; y Badajoz, con cinco. Sin embargo, este orden se invierte si hablamos de centrales proyectadas y/o en proceso de construcción, pues terminaría con quince centrales ESTC en Ciudad Real, seguida por Badajoz, con doce, y Sevilla, con once.

En cuanto a las tecnologías de estas plantas, la mayoría son centrales de concentradores cilindro parabólicos. De las centrales operativas, sólo una trabaja con la tecnología de discos con motores Stirling (Casa de los Pinos, Cuenca, de 1MW), y dos con concentradores lineales Fresnel (Puerto Errado I y II, Murcia, de 1,4MW y 30 MW, respectivamente). En cuanto a centrales de receptor central, como ya se comentó anteriormente, sólo existen tres operativas

en este momento (PS10, PS20 y Gemasolar), aunque una más está preasignada (Alcázar de San Juan, Ciudad Real, de 50MW) con fecha prevista para julio de 2014.

A continuación se describen las características más relevantes de las centrales operativas en España según datos de septiembre de 2011.

PS10, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla

La PS10 es la **primera** central solar termoeléctrica de torre central y campo de helióstatos comercial instalada en el mundo.

Fecha inicio operación	Mediados de 2007
Tecnología empleada	Torre central de vapor saturado
Potencia nominal (MW)	11
Almacenamiento (horas a carga nominal)	1
Producción estimada (GWh/año)	24
Emisiones evitadas (t/año CO₂)	11.424
Superficie de terreno ocupada (Ha)	65
Área de captación solar (m²)	75.000



Figura 14. PS10, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla

Fuente: www.abengoasolar.com (Abengoa Solar)

PS20, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla

Fecha inicio operación	Mediados de 2009
Tecnología empleada	Torre central de vapor saturado
Potencia nominal (MW)	20
Almacenamiento (horas a carga nominal)	1
Producción estimada (GWh/año)	44
Emisiones evitadas (t/año CO₂)	20.944
Superficie de terreno ocupada (Ha)	90
Área de captación solar (m²)	150.000

Andasol-1 y Andasol-2, propiedad de COBRA. Aldeire, Granada

Fecha inicio operación	Noviembre de 2008 y abril de 2009, respectivamente
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	7,5
Producción estimada (GWh/año)	175
Emisiones evitadas (t/año CO₂)	83.300
Superficie de terreno ocupada (Ha)	200
Área de captación solar (m²)	510.120



Figura 15. Andasol-1 y Andasol-2, propiedad de COBRA. Aldeire, Granada. Fuente: Google Images

Extresol-1 y Extresol-2, propiedad de COBRA. Torre de Miguel Sesmero, Badajoz

Fecha inicio operación	Septiembre de 2009 y abril de 2010, respectivamente
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	7,5
Producción estimada (GWh/año)	177
Emisiones evitadas (t/año CO₂)	84.252
Superficie de terreno ocupada (Ha)	200
Área de captación solar (m²)	510.120

Manchasol-1 y Manchasol-2, propiedad de COBRA. Alcázar de San Juan, Ciudad Real

Fecha inicio operación	Diciembre de 2010 y abril de 2011, respectivamente
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	7,5
Producción estimada (GWh/año)	185
Emisiones evitadas (t/año CO₂)	88.060
Superficie de terreno ocupada (Ha)	200
Área de captación solar (m²)	510.120

Puerto Errado I, propiedad de Novatec. Calasparra, Murcia

Fecha inicio operación	Abril de 2009
Tecnología empleada	Concentradores lineales Fresnel
Potencia nominal (MW)	1,4
Almacenamiento (horas a carga nominal)	0,5
Producción estimada (GWh/año)	2
Emisiones evitadas (t/año CO₂)	1.120
Superficie de terreno ocupada (Ha)	3
Área de captación solar (m²)	18.000



Figura 16. Puerto Errado I, propiedad de Novatec. Calasparra, Murcia. Fuente: Google Images

Ibersol Puertollano, propiedad de Iberdrola Energía Solar. Puertollano, Ciudad Real

Fecha inicio operación	Junio de 2009
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	103
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	49.028
Superficie de terreno ocupada (Ha)	150
Área de captación solar (m ²)	290.000



Figura 17. Ibersol Puertollano, propiedad de Iberdrola Solar. Puertollano, Ciudad Real. Fuente: Google Images

La Risca, propiedad de Acciona/Mitsubishi Corp. Alvarado, Badajoz

Fecha inicio operación	Septiembre de 2009
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	103
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	49.028
Superficie de terreno ocupada (Ha)	130
Área de captación solar (m ²)	390.000

Majadas, propiedad de Acciona/Mitsubishi Corp. Majadas, Cáceres

Fecha inicio operación	Octubre de 2010
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	108
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	51.408
Superficie de terreno ocupada (Ha)	110
Área de captación solar (m ²)	380.000

Palma del Río I y II, propiedad de Acciona/Mitsubishi Corp. Palma del Río, Córdoba

Fecha inicio operación	Julio de 2011 y diciembre de 2010, respectivamente
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	116
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	55.216
Superficie de terreno ocupada (Ha)	135
Área de captación solar (m ²)	380.000



Figura 18. Palma del Río I y II, propiedad de Acciona/Mitsubishi. Palma del Río, Córdoba. Fuente: Google Images

Helioenergy 1, propiedad de Abengoa Solar/EON. Écija, Sevilla

Fecha inicio operación	Septiembre de 2011
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	6
Producción estimada (GWh/año)	140
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	66.640
Superficie de terreno ocupada (Ha)	180
Área de captación solar (m ²)	500.000

Solnova 1, 3 y 4, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla

Fecha inicio operación	Mayo, junio y agosto de 2010, respectivamente
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	110
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	52.360
Superficie de terreno ocupada (Ha)	110
Área de captación solar (m ²)	380.000



Figura 19. Solnova 1, 3 y 4, propiedad de Abengoa Solar. Sanlúcar la Mayor, Sevilla

Fuente: www.abengoasolar.com (Abengoa Solar)

La Florida, propiedad de Renovables SAMCA S.A. Badajoz

Fecha inicio operación	Julio de 2010
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	7,5
Producción estimada (GWh/año)	180
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	85.680
Superficie de terreno ocupada (Ha)	220
Área de captación solar (m ²)	550.000



Figura 20. La Florida, propiedad de Renovables SAMCA S.A. Badajoz. Fuente: Google Images

La Dehesa, propiedad de Renovables SAMCA S.A. La Garrovilla, Badajoz

Fecha inicio operación	Julio de 2010
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	7,5
Producción estimada (GWh/año)	180
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	85.680
Superficie de terreno ocupada (Ha)	220
Área de captación solar (m ²)	550.000

Casa de los Pinos, propiedad de Renovalia. Casa de los Pinos, Cuenca

Primer parque comercial del mundo con generadores solares de combustión externa de 3kW/unidad.

Fecha inicio operación	Marzo de 2011
Tecnología empleada	Disco Stirling
Potencia nominal (MW)	1
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	2,25
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	1.260
Superficie de terreno ocupada (Ha)	3,5
Área de captación solar (m ²)	5.280



Figura 21. Casa de los Pinos, propiedad de Renovalia. Casa de los Pinos, Cuenca

Fuente: www.renovalia.com (Renovalia Energy)

Lebrija 1, propiedad de Valoriza/Siemens. Lebrija, Sevilla

Fecha inicio operación	Julio de 2011
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	Sin almacenamiento
Producción estimada (GWh/año)	122
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	58.072
Superficie de terreno ocupada (Ha)	188
Área de captación solar (m ²)	412.000



Figura 22. Lebrija 1, propiedad de Valoriza/Siemens. Lebrija, Sevilla. Fuente: Google Images

Gemasolar, propiedad de Torresol Energy. Fuentes de Andalucía, Sevilla

Fecha inicio operación	Julio de 2011
Tecnología empleada	Torre central con sales fundidas
Potencia nominal (MW)	17
Almacenamiento (horas a carga nominal)	15
Producción estimada (GWh/año)	100
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	47.600
Superficie de terreno ocupada (Ha)	195
Área de captación solar (m ²)	304.750



Figura 23. Gemasolar, propiedad de Torresol Energy. Fuentes de Andalucía, Sevilla.

Fuente: www.torresolenergy.com (Torresol Energy).

Valle 1 y 2, propiedad de Torresol Energy. San José del Valle, Cádiz

Fecha inicio operación	Noviembre y diciembre de 2011, respectivamente
Tecnología empleada	Colectores cilindro parabólicos
Potencia nominal (MW)	50
Almacenamiento (horas a carga nominal)	7,5
Producción estimada (GWh/año)	160
Emisiones evitadas (t/año CO ₂)	76.160
Superficie de terreno ocupada (Ha)	180
Área de captación solar (m ²)	510.000



Figura 24. Valle 1 y 2, propiedad de Torresol Energy. San José del Valle, Cádiz.

Fuente: www.torresolenergy.com (Torresol Energy)



1.8.2 SITUACIÓN EN EL RESTO DEL MUNDO

Actualmente, el país con mayores expectativas para la instalación de sistemas CSP, además de España, es Estados Unidos, tanto por su disponibilidad del recurso energético como por sus condiciones regulatorias y tecnológicas. Sin embargo, y debido a la actual crisis financiera, se está despertando un creciente interés en el área geográfica de Oriente Medio (la India y los Emiratos Árabes Unidos, principalmente) y el norte de África (Argelia, Marruecos y Egipto), conocida por sus siglas en inglés como MENA.

Estados Unidos

Debido a la implantación de diversas leyes en materia de energía, recientemente se vio impulsado el desarrollo del mercado de CSP con proyectos en el sur de los Estados Unidos, donde existe un gran recurso solar y una creciente demanda energética por el incremento de la población.

El Grupo de Trabajo del Comité Asesor de Energía Diversificada y Limpia de la Asociación de Gobernadores Occidentales (WGA) identificó los cambios necesarios en las políticas estatales y federales para poder lograr 30.000MW de nueva generación limpia y diversificada para 2015, un incremento del 20% de la eficiencia energética para 2020 y una capacidad de transmisión adecuada para la región durante 25 años.

- Actualmente, la RPS (Renewable Energy Portfolio Standard u Obligación de Cartera de Energías Renovables) del estado de California requiere que las empresas eléctricas privadas produzcan el 20% de su electricidad a partir de renovables para 2017. Los generadores de otros estados también están sujetos a esta obligación si suministran electricidad a California.
- En 2003, Nevada aprobó también una RPS (Renewable Energy Portfolio Standard) que obliga a que dos empresas eléctricas estatales (Sierra Pacific Power y Nevada Power) generen al menos el 15% de su electricidad a partir de renovables para 2013.
- El estado de Nuevo México ya tenía desde 2003 una RPS que exigía ya a las compañías eléctricas privadas la generación de al menos un 5% de su electricidad a partir de renovables para 2006, y al menos un 10% para 2011.
- En Arizona, la RPS incrementó a un 11% en 2007 (60% fuentes de energía solar), pudiéndose alcanzar mediante energía solar de otros estados si se demuestra que se consume en Arizona. Además, el estado cuenta con multiplicadores de crédito para energía renovable que proporcionan incentivos adicionales para la generación de energía solar dentro del estado.
- El programa de ayudas *Section 1603* ofrece un crédito fiscal a la inversión del 30%, lo que supone una importante herramienta de financiación pues ofrece un reembolso directo del 30% del proyecto en el momento de su puesta en marcha.

Sin embargo, con la probabilidad de que los programas claves de ayuda gubernamental terminen en breve, los desarrolladores de CSP tendrán que cambiar a un mercado de inversión privada que puede ser demasiado reacio a los riesgos de respaldar una tecnología



relativamente sin demostrar por encima de renovables como la fotovoltaica o la eólica, que también están compitiendo de manera agresiva por la atención de los prestamistas.

Oriente Medio e India

Israel introdujo incentivos por tarifas para las productoras independientes de electricidad solar desde septiembre de 2006, efectivos durante 20 años. Tras ello, Greenpeace realizó un estudio sobre el coste y beneficio de la energía solar en Israel, indicando que se podría utilizar hasta 2.000MW de energía solar para 2025. En febrero de 2007 el Ministerio israelí ordenó la construcción de una planta CSP en el asentamiento de Ashalim, situado en el desierto de Negev, al sur del país. El proyecto consta de dos centrales termosolares, de 80MW y 125MW de potencia instalada, además de una central fotovoltaica de 15MW, aproximadamente. Se espera que alcance el nivel operacional en 2014.

Jordania está interesada desde hace tiempo en la generación de energía solar térmica de concentración a gran escala. Durante la última década ha habido varias propuestas y análisis del potencial termosolar en el país, aunque se han producido algunas dificultades como consecuencia de la Guerra del Golfo. En 2002, Solar Millenium logró un contrato con el Gobierno jordano para construir una planta híbrida solar de 100-150MW en Quwairah. Sin embargo, el proyecto ha sido paralizado y no existe nueva información al respecto.

En **Abu Dhabi**, uno de los Emiratos Árabes Unidos, se está desarrollando un gigantesco proyecto para el uso de energías renovables en una ciudad entera. Este proyecto, denominado Masdar City, está siendo desarrollado por la empresa Masdar, que a su vez ha lanzado varios proyectos sobre energías renovables. Entre ellos se encuentra una planta CSP de 100MW, llamada Shams-1, actualmente en construcción al oeste de Abu Dhabi, fruto de una joint venture con Abengoa Solar.

En **India** existe un recurso solar muy abundante. El Gobierno indio estima que sólo el 1% de la tierra firme de India podría cubrir sus necesidades de energía hasta 2030. El Plan de Acción Nacional sobre Cambio Climático establece un objetivo mínimo de 1.000MW de energía solar térmica para 2017. En marzo de 2009, la promotora californiana eSolar anunció un acuerdo de licencia para su tecnología solar para la construcción de hasta 1GW de parques solares en India durante esta década.

Irán ha mostrado un gran interés en la energía termosolar, y desea explotar sus abundantes recursos solares con la tecnología CSP. El Gobierno quiere diversificar su producción energética respecto a las reservas de petróleo y gas natural del país. En 1997, la Empresa para el Desarrollo de la Electricidad iraní (IPCD) llevó a cabo un estudio sobre la viabilidad de los ciclos combinados solares integrados (ISCC). Se decidió que fuese Yazd la región para instalar la primera planta de este tipo en Irán, pero desde entonces no se han tenido noticias de nuevos desarrollos.



África

Argelia, con un excelente recurso solar, tiene como objetivo abastecer entre el 10-15% de energía a partir de renovables para el año 2030. El Gobierno creó una entidad pública denominada NEAL (New Energy Algeria) con la misión de aumentar la participación del sector privado, tanto nacional como extranjero. En 2005 NEAL lanzó una solicitud de propuestas para una planta ISCC de 150MW totales, con 25MWe de potencia solar obtenida a través de colectores cilindro parabólicos. Abengoa Solar ganó el concurso de licitación y ha construido la central en Hassi R'mel, en pleno desierto argelino, que ha sido inaugurada a mediados de 2011. Además, se encuentran en fase de planificación otros dos proyectos de plantas ISCC de 400MW con 70MW de potencia solar cada una, que se estima podrían estar concluidas en 2015.

En 1992, **Marruecos** realizó una investigación sobre CSP con financiación de la Unión Europea para un estudio de viabilidad. En 1999, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) otorgó a la empresa nacional de electricidad, la ONE, una ayuda de 700.000 dólares para preparar las especificaciones técnicas, licitaciones y evaluar las ofertas para la construcción una central de ISCC. Otra ayuda de 50 millones del FMAM cubriría el incremento de costes del componente solar. Sin embargo, no fue hasta 2004 que se publicó un Anuncio General de Adquisición, provocando el interés de la industria. Una filial de Abengoa (Abener) se adjudicó el contrato para la construcción de la central de 470MW en Beni Mathar, al noreste del país, que lleva operativa desde mayo de 2010.

En **Egipto**, al igual que en Marruecos, se realizaron estudios de viabilidad de las tecnologías de colectores parabólicos y de torre central. Egipto se decidió finalmente por un sistema ISCC de 150MW con un campo de colectores parabólicos de 30MW. Igualmente, el FMAM se ofreció a cubrir el coste incremental del campo solar. En 2007 se firmó un contrato con el consorcio formado por Iberdrola y Mitsui para la central de ciclo combinado y otro con Orascom y Flaggol para la construcción del campo solar. La planta comenzó a ser operativa en junio de 2011 en Kuraymat, al sur de El Cairo.

En **Sudáfrica**, el Gobierno estableció un objetivo de 10.000GWh de producción a partir de energías renovables para el año 2013, lo que supondría aproximadamente el 5% de la generación actual de electricidad en el país. La compañía eléctrica sudafricana Eskom prevé estar operando para el año 2016 la mayor planta de receptor central del mundo, cuyo diseño se espera esté finalizado para 2013.

Asia-Pacífico

Australia es el mayor emisor de CO₂ per cápita del mundo. Sin embargo, también es una de los países con mayor media anual de radiación solar por metro cuadrado, sólo superado por Egipto y Arabia Saudí. El Gobierno australiano anunció en 2008 un objetivo del 20% de energía renovable para 2020. En el presupuesto para 2010-2011, publicado en mayo de 2010, se aprobaron fondos para las energías renovables por valor de 652 millones de dólares australianos a la largo de 4 años, que es una parte extendida de la medida de *Clean Energy*



Initiative de 5.100 millones de dólares australianos. En junio de 2011, Fotowatio Renewable Ventures (FRV) resultó la empresa adjudicataria, junto a sus socios BP Solar y Pacific Hydro, de un concurso del Gobierno de Australia para la construcción y operación de la mayor instalación de energía solar del país. La planta fotovoltaica de 150 MW de potencia estará ubicada en Nueva Gales del Sur, cerca de la ciudad de Moree y llevará el nombre de Moree Solar Farm.

Por su parte, **China** parece que quiere dar un importante paso para convertirse en el líder mundial en energía solar. El Gobierno chino dio a conocer en mayo de 2011 un plan para el período 2011-2020 en el que espera instalar una potencia de 50GW de esta energía. Actualmente, en China sólo hay instalada una capacidad menor a 1 GW de energía solar fotovoltaica, por lo que lo planes que se han hecho han sido de 10 GW instalados para el año 2015, pasando a un aumento de 8 GW anuales a partir de 2016. Sin embargo, la principal ventaja de China radica en que actualmente las principales compañías mundiales en la producción de paneles fotovoltaicos son nacionales, por lo que podrían adaptar su producción a la demanda esperada.



CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL

2.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

Como se explicó en el Capítulo 1, sección 1.6.1, las centrales de torre o sistemas de receptor central usan miles de espejos con sistemas de seguimiento solar, llamados helióstatos, que concentran la radiación solar y la reflejan en un receptor situado en lo alto de la torre. Este receptor transfiere el calor del sol a un fluido (generalmente agua o sales fundidas) que fluye a través de éste. Después de esto, el fluido puede ser transferido, de forma opcional, a un tanque de almacenamiento, desde donde pasará finalmente a un sistema de conversión de potencia, que transformará la energía térmica del fluido en electricidad para ofrecerla posteriormente a la red. De este modo, una central de torre o receptor central está compuesta por seis componentes principales: los helióstatos, incluyendo sus sistemas de orientación; el receptor; los sistemas de transferencia e intercambio de calor; el sistema de almacenamiento térmico, el sistema de conversión de potencia y los sistemas de control. En muchos estudios sobre energía solar se ha observado que el campo de colectores representa el mayor coste del sistema; por ello, es necesario un ciclo eficiente que obtenga la mayor conversión posible de la energía captada. Las centrales de torre son bastante grandes, generalmente de 10MWe en adelante, pero su tamaño óptimo puede estar entre los 50-400MW (Kalogirou, 2009).

Se han considerado multitud de formas para el receptor situado en la torre, incluyendo receptores cilíndricos y receptores de cavidad. La forma óptima del receptor depende de la



radiación interceptada y absorbida, de las pérdidas térmicas, los costes, y del diseño del campo de helióstatos.

Existen tres configuraciones principales para el conjunto del campo de colectores o helióstatos y el sistema receptor situado en la torre. En el primero, los helióstatos rodean completamente a la torre, y el receptor, que es cilíndrico, posee una superficie exterior que permite transferir el calor al fluido interior. En la segunda, los helióstatos se sitúan al norte de la torre (hablando del hemisferio norte), y el receptor tiene una superficie de transferencia de calor encerrada en una cavidad. En el tercero, los helióstatos están igualmente situados al norte de la torre, pero en este caso el receptor es un plano vertical que tiene la superficie de transferencia de calor orientada al norte.

Para un gran campo de helióstatos, la mejor opción es usar un receptor cilíndrico conjuntamente con un ciclo Rankine de vapor. Sin embargo, otra posibilidad es usar turbinas de gas en un ciclo Brayton, lo que requiere temperaturas más altas (alrededor de los 1000°C) para su operación. En este caso, los receptores de cavidad, con mayores ratios de altura de torre/área del campo, son más convenientes.

Para la operación con turbinas de gas, el aire que ha de ser calentado debe pasar a través de un receptor presurizado con una ventana solar. Las plantas de ciclo combinado usando este método podrían requerir un 30% menos de superficie colectora que la equivalente para ciclos de vapor.

El ciclo Brayton resulta en mayores eficiencias pero está limitado por la necesidad de un receptor de cavidad, que reduce el número de helióstatos que se pueden utilizar, limitando con ello también la potencia de la planta. El ciclo Rankine, por su parte, posee dos ventajas principales frente al ciclo Brayton. La primera es que los coeficientes de transferencia de calor en el generador de vapor son altos, permitiendo grandes densidades de energía en pequeños receptores. La segunda es que suele utilizar receptores cilíndricos, que permiten mayores campos de helióstatos, repercutiendo de manera muy importante en la potencia final de la planta.

Los diseños ejecutados hasta la fecha, que comparten la idea de utilización de un ciclo Rankine, difieren principalmente en el fluido utilizado en el receptor. Las centrales PS10 y PS20 utilizan agua como fluido caloportador, alcanzando unas temperaturas en torno a los 250°C (Figura 25).

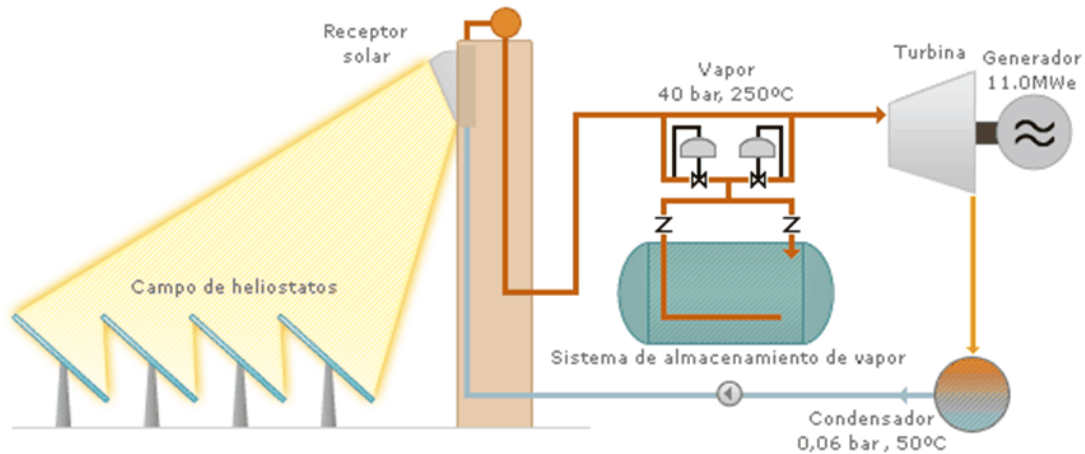


Figura 25. Esquema de funcionamiento de la PS10. Fuente: www.abengoasolar.com (Abengoa Solar)

Otros diseños incorporan un sobrecalentador para aumentar la temperatura del vapor por encima de los 500°C, y así poder obtener un mayor rendimiento en el ciclo. Sin embargo, el problema de este tipo de centrales es que el almacenamiento de vapor es más complejo que el de sales fundidas, las cuales constituyen el otro fluido que tiende a utilizarse.

Así, en estas otras centrales, como Gemasolar, las sales fundidas suelen calentarse hasta los 565°C aproximadamente, lo que permite generar vapor a elevada temperatura para su uso en el ciclo, además de facilitar el almacenamiento térmico. El esquema de funcionamiento de este tipo de plantas puede observarse en la Figura 26.

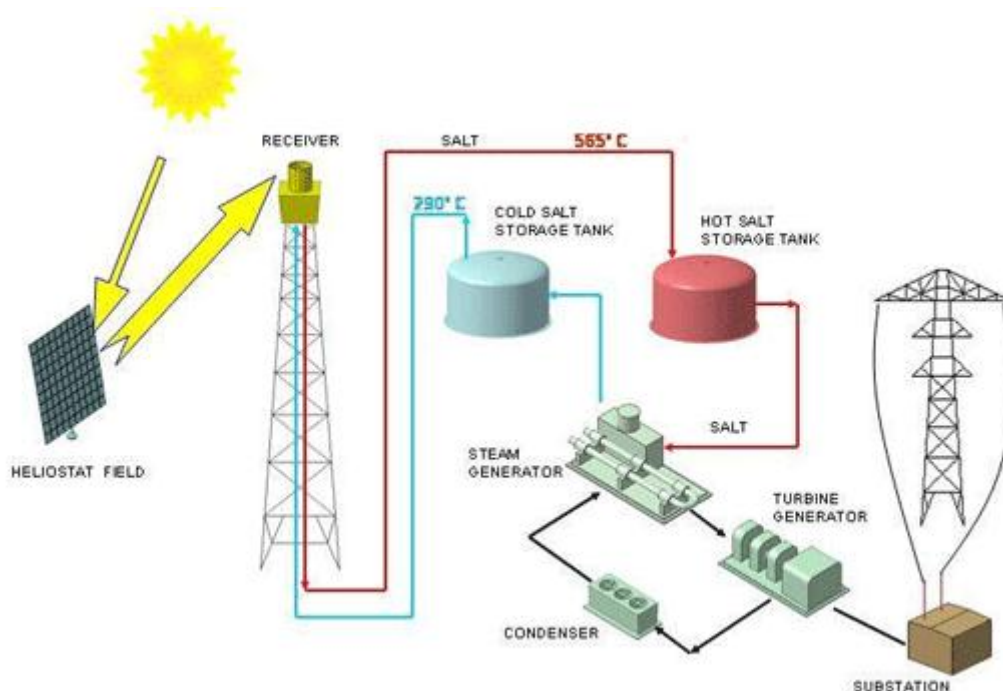


Figura 26. Esquema de funcionamiento de una central de receptor central con almacenamiento de sales fundidas. Fuente: Google Images



2.2.- ELEMENTOS DEL SISTEMA

Los principales elementos de los que consta una central termosolar de receptor central son los siguientes:

- El campo solar
 - Campo de helióstatos
 - Sistema de seguimiento solar
 - Torre y receptor central
 - Fluido de transferencia
- Sistema de almacenamiento
- Ciclo de vapor
 - Generador
 - Turbina
 - Condensador
 - Hibridación
- Sistema de conversión a la red

2.2.1. EL CAMPO SOLAR

Campo de helióstatos

Cuando una aplicación requiere valores de radiación solar extremadamente altos, se recurre al uso de multitud de espejos, también llamados helióstatos que, gracias a la acción de un servomecanismo que permite seguir el movimiento del sol, se usan para reflejar la radiación solar directa incidente en un foco común.

Estos espejos, que junto con la torre central representan el elemento más característico de este tipo de plantas termosolares, también son su elemento más costoso, llegando a suponer entre el 30-50% de su coste total de construcción.

Cada helióstato de una planta de receptor central tiene entre 50 y 150m² de superficie reflectante, formada generalmente por varios espejos ligeramente cóncavos instalados sobre un pilar en común para reducir costes.

El diseño convencional de los helióstatos consiste generalmente en una plancha de acero como medio de soporte, una capa adhesiva, una capa protectora de cobre, una capa de plata reflectora, y por último una gruesa capa protectora de vidrio. Son los llamados helióstatos vidrio/metal. Diseños alternativos incorporan nuevos adhesivos y compuestos, e introducen capas más finas que permiten reducir el coste de materiales y el peso del conjunto.

La estructura soporte hace de unión entre el colector y la cimentación. Normalmente se trata de una estructura metálica que se diseña en función del helióstato al que ha de aportar rigidez. Debe soportar las cargas más desfavorables a las que pueda verse sometido, tanto por el peso y dimensiones del espejo como por la carga del viento.

La estructura posee un motor eléctrico que permite la orientación del espejo mediante giros en acimutal y en altura. Estos giros son controlados por un ordenador central que, en condiciones normales, mantiene a todos los espejos del campo orientados de forma que reflejen los rayos del sol al receptor central.



Figura 27. Detalle de los helióstatos. Fuente: Google Images

En cuanto a la distribución de los helióstatos en el campo solar, cada vez más se recurre a complejos programas de software que tratan de optimizar, atendiendo a factores económico-técnicos, la superficie disponible y la potencia solar suministrada. Estos programas tienen en consideración para sus cálculos, entre otros, los efectos del viento y los problemas de sombras y apantallamientos (un espejo puede estar apantallado en la luz que refleja hacia lo alto de la torre por los espejos vecinos situados entre él y la torre) habituales en los campos solares.

Aunque la distribución de cada espejo sobre el campo solar requiere de grandes cálculos para ser optimizada, las configuraciones principales del campo se reducen a dos posibilidades, como ya se comentó en el apartado anterior: campo norte y campo circular. Según la latitud del emplazamiento y el tamaño de la central, se elegirá una u otra configuración. En general, cuanto más lejos se encuentra la central del ecuador, mayor es la eficiencia de un campo norte respecto a uno circular. Sin embargo, el campo norte requiere de torres más altas –lo que implica mayores costes– que el campo circular para una misma potencia térmica en el receptor. Así pues, para centrales de gran tamaño será conveniente un campo circular en detrimento de un campo norte. Como ejemplo, las centrales PS10 y PS20 (de 11 y 20MWe, respectivamente), utilizan una configuración de campo norte, mientras que Gemasolar (de 17MWe, pero con 15 horas de almacenamiento térmico) utiliza un campo circular, aún situándose las tres aproximadamente en la misma latitud.

Sistema de seguimiento solar

Como ya se ha comentado, la estructura encargada de aportar rigidez a los espejos del helióstato suele llevar integrado el mecanismo de orientación del mismo. Generalmente se trata de un actuador electromecánico que aúna en una misma carcasa los mecanismos de elevación y azimut. De este modo se garantiza la protección, rigidez y perfecta lubricación de ambos actuadores.

El mecanismo MASS de SENER (empresa de ingeniería, construcción e integración de sistemas) presentado en la Figura 28 es uno de los más vendidos en el mundo para aplicaciones CSP (Concentrated Solar Power), diseñado para cumplir con los requisitos de las tecnologías termosolares de concentración (CSP) y fotovoltaica de alta concentración (CPV).

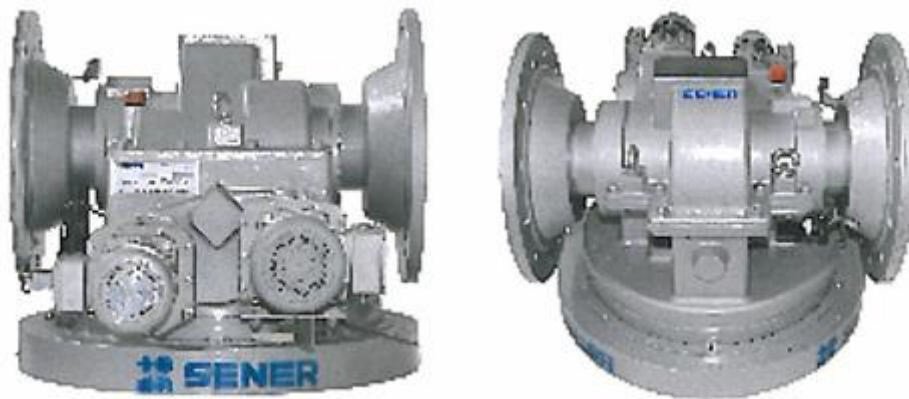


Figura 28. Mecanismo de dos ejes MASS de SENER de altas prestaciones. Fuente: www.sener.es (SENER)

Este mecanismo tiene un rango de elevación de 200°, mientras que el rango de azimut se eleva hasta los 350°. Para alcanzar la orientación necesaria en cada momento dispone de un alto rango de velocidad de seguimiento, que va desde los 0,5°/min hasta los 15°/min, asegurando además una precisión de 0,05°. Su vida útil suele rondar los 30 años.

Sin embargo, este mecanismo por sí solo no permite efectuar el perfecto seguimiento solar que es requerido. Para ello, es necesario que esté en comunicación constante con el sistema de control central de la planta (Figura 29), a través de la unidad de control que el helióstato lleva incorporado.

El sistema de control del campo solar garantiza, entre otros, la optimización del consumo eléctrico del sistema de actuación de los helióstatos, así como la distribución óptima del flujo solar incidente en el receptor, además de minimizar el tiempo de desapunte del campo solar. Para ello, el sistema de control lleva a cabo cálculos solares que deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Posición del Sol
- Posición de cada helióstato (en el campo solar y en relación al Sol)
- Modo de operación de cada helióstato
- Detección de errores en la comunicación entre los helióstatos y el control central
- Emergencias y generación de alarmas

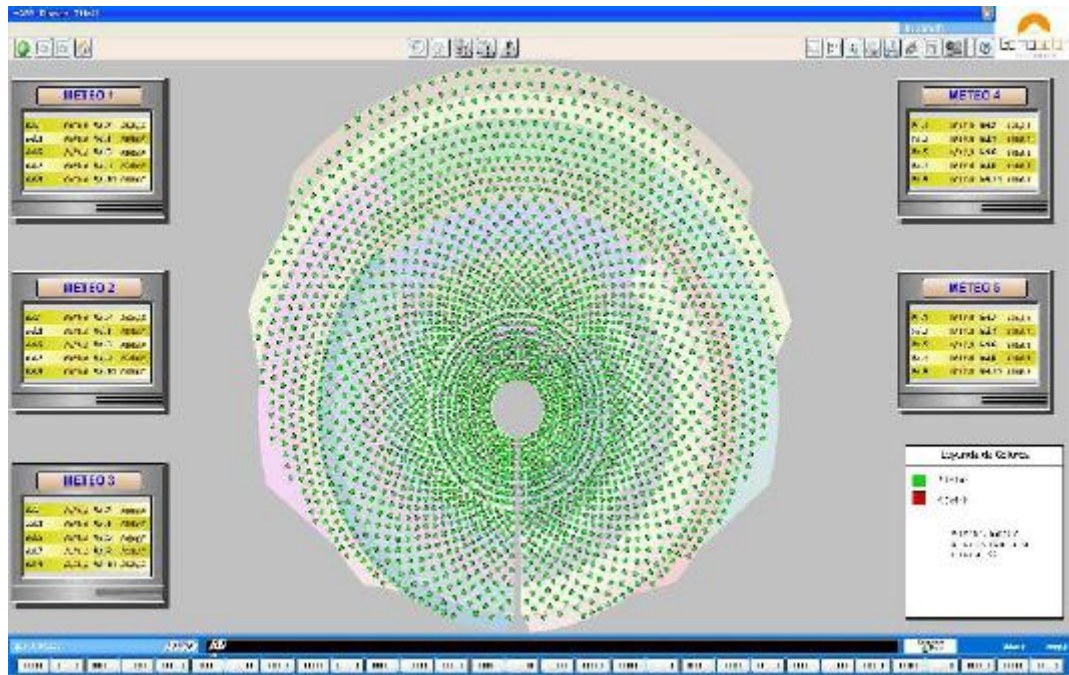


Figura 29. Sistema de control del campo solar.

Fuente: Torresol Energy. *Genera 2011. Jornada de energía solar termoelectrica. Ponencia: Gemasolar, central de 17 MW de torre con sales fundidas y almacenamiento.* J.I.Burgaleta, Director de Tecnología.

Torre y receptor central

El receptor es la unidad donde se concentra la energía solar proveniente de los helióstatos para transformarla en energía térmica en el fluido de trabajo. Para conseguir que la energía que llega al receptor sea la máxima posible, éste debe situarse en altura, reduciendo en lo posible los efectos de sombras y bloqueos que pueden darse en el campo de helióstatos. En este sentido, la principal misión de la torre es la de proporcionar un soporte en altura al receptor. Las torres construidas hasta la fecha consisten en estructuras metálicas o de hormigón y pueden alcanzar fácilmente los 150 metros de altura.

Existen en la actualidad diversos tipos de receptores cuya elección depende de factores técnico-económicos (como se comentó en el apartado 2.1) ya que no está demostrado que una tecnología u otra sea mejor que las demás. En cualquier caso, los receptores buscan cumplir con una serie de puntos comunes:

- Tamaño óptimo para minimizar pérdidas térmicas
- Alto flujo de radiación incidente
- Diseño optimizado para trabajar a los límites máximos de temperatura de los componentes metálicos
- Máxima eficiencia térmica

Los distintos receptores pueden clasificarse atendiendo a distintas características, como pueden ser el mecanismo de transferencia de calor o el fluido empleado. Sin embargo, la principal diferencia entre unos receptores y otros es su geometría. Así, los receptores suelen

clasificarse en dos categorías: receptores de cavidad y externos, que a su vez pueden ser planos o cilíndricos.

Los receptores tipo cavidad (Figura 30) suelen tener forma de paralelepípedo con una cara abierta y orientada hacia el campo de colectores, que se cierra con una cubierta aislante durante las horas de paro para reducir las pérdidas de calor por convección y radiación y que, en algunos casos, puede incluso protegerse mediante una lámina de cristal de cuarzo.

Las caras restantes se aíslan térmicamente, a fin de limitar la disipación de calor al exterior y proteger la estructura de la torre frente a choques térmicos. La superficie interior de estas caras, que es la superficie absorbente propiamente dicha, está recorrida por un serpentín por el que circula el fluido térmico (Jutglar, 2004).

Se procura que la relación entre la superficie total absorbente y la superficie de apertura sea lo más elevada posible, a fin de minimiza las pérdidas de calor por rerradiación y conseguir que se acerque al comportamiento del cuerpo negro.



Figura 30. Receptor de cavidad de la central CESA 1, en la Plataforma Solar de Almería. Fuente: Google Images

Por el contrario, los receptores externos (Figura 31) están formados por tubos absorbentes que conforman la superficie lateral del receptor y abarcan todo el perímetro de la torre, de forma que las pérdidas térmicas que se producen por convección y radiación hacia el ambiente son mucho mayores que en los receptores de cavidad.



Figura 31. Receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar. Fuente: www.torresolenergy.com (TorresolEnergy)



Fluido de transferencia

El calor se transporta, desde el receptor hasta el punto de demanda, mediante un fluido caloportante y se almacena en depósitos térmicos a fin de adecuar, en la medida de lo posible, la producción a la demanda.

Los fluidos térmicos utilizados son los siguientes (Jutglar, 2004):

- **Agua/vapor.** El receptor actúa como una caldera de vapor, recibe agua a presión, superior a la atmosférica, y produce vapor recalentado a la misma presión, que se conduce hasta la turbina de vapor. Presenta las ventajas, frente a las sales fundidas y el sodio fundido, de que trabaja con un circuito único receptor-turbina.
- **Sales fundidas.** Consiste en utilizar una mezcla de sales (mezcla eutéctica a base de nitratos y nitritos de sodio y potasio), con un punto de fusión apropiado para la generación de vapor. La mezcla, en estado líquido, circula por el circuito primario, normalmente presurizado con nitrógeno, que transporta el calor hasta el circuito secundario, que es el encargado de producir vapor y mover el grupo turboalternador. La ventaja de la mezcla de sales se basa en las propiedades siguientes: elevada conductividad (permite trabajar con intercambiadores de calor más compactos), calor específico elevado (permite transportar gran cantidad de calor por kilogramo del fluido) y punto de fusión elevado (permite almacenar calor a alta temperatura y en un espacio reducido). Debe preverse un sistema de protección para evitar que en el interior de los tubos del receptor se alcancen temperaturas superiores a la temperatura máxima de estabilidad de las sales utilizadas.
- **Sodio líquido.** Debido a las propiedades termodinámicas del sodio fundido pueden alcanzarse tasas muy elevadas de flujo de calor, entre 1,2 y 1,75MW/m², lo que permite construir receptores muy compactos y de alto rendimiento. La dificultad más importante para el empleo de este fluido la constituye la capacidad de reaccionar con el agua. Esta reacción es muy violenta, altamente exotérmica y genera hidrógeno, por lo que el riesgo de explosión es muy elevado y, en consecuencia, las medidas de seguridad han de ser muy estrictas.
- **Aire.** Se utiliza en receptores metálicos perforados por una malla de poros; la radiación reflejada incide sobre la superficie exterior de esta malla y el aire ambiente se hace circular por el interior de los poros y luego se conduce al punto de demanda de calor.

2.2.2. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La radiación solar no puede almacenarse. Sin embargo, sí es posible hacerlo con la energía térmica que transporta el fluido caloportador, lo que permite a la planta operar en períodos de ausencia o alta variabilidad de la radiación solar. En la actualidad, la solución más viable para conservar esta energía térmica es la del almacenamiento en dos tanques de sales fundidas.

El sistema consiste en dos grandes depósitos térmicos, uno caliente y otro frío (Figura 32). El fluido térmico caliente, que sale del receptor, se dirige al depósito caliente, el cual se mantiene al nivel térmico requerido por el ciclo de potencia. En el depósito frío se acumula el fluido térmico enfriado, que ya ha agotado su capacidad de ceder calor y retorna a lo alto de la torre, a la menor temperatura posible. Debido a la existencia de estos dos depósitos, el depósito caliente puede acumular calor cuando la producción solar supera la demanda.



Figura 32. Isla de potencia y sistema de almacenamiento de sales fundidas de la central Gemasolar
Fuente: Torresol Energy. *Genera 2011. Jornada de energía solar termoelectrica. Ponencia: Gemasolar, central de 17 MW de torre con sales fundidas y almacenamiento. J.I.Burgaleta, Director de Tecnología.*

Las ventajas del sistema de almacenamiento pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Permite alcanzar un mayor coeficiente de utilización.
- Elevada eficiencia energética.
- Menor coste relativo por unidad producida.
- Mayor número de horas de operación de la turbina en condiciones nominales, reduciendo notablemente el funcionamiento de la turbina a carga parcial.
- Reduce el número de ciclos de parada y arranque del sistema de generación.
- Electricidad despachable de forma segura, predecible y programable.
- Se evitan los problemas causados a la red de distribución por otras fuentes de energías renovables como la fotovoltaica o la eólica.

En la Figura 33 puede observarse el ciclo de operación de la planta Gemasolar, de 17MWe de potencia nominal y 15 horas de almacenamiento térmico de sales fundidas. Esta planta es capaz de operar las 24 horas del día en los meses de verano, gracias al uso de la energía térmica en los tanques durante las horas de ausencia de radiación solar.

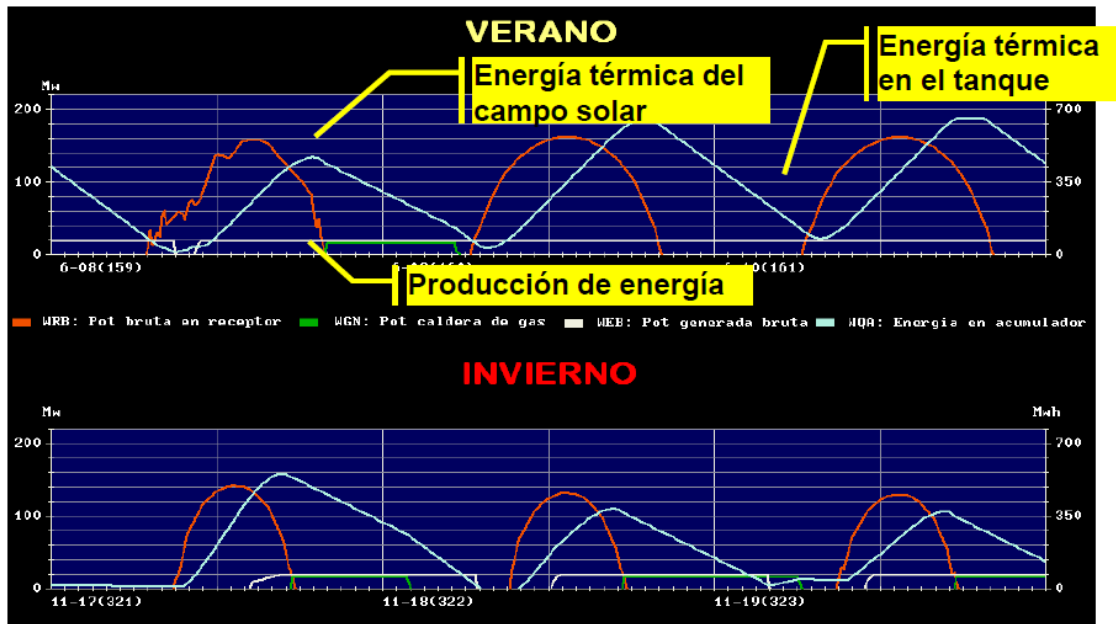


Figura 33. Operación de la central Gemasolar, de 17MWe y 15 horas de almacenamiento.

Fuente: Torresol Energy. *Genera 2011. Jornada de energía solar termoelectrica. Ponencia: Gemasolar, central de 17 MW de torre con sales fundidas y almacenamiento.* J.I.Burgaleta, Director de Tecnología.

2.2.3. CICLO DE VAPOR

El ciclo de potencia que llevan a acoplado estas centrales termosolares es un ciclo Rankine. La misión de este ciclo agua-vapor consiste en transportar el vapor de agua desde el generador de vapor hasta la turbina de vapor para, una vez expandido y posteriormente condensado, bombear el agua hacia el generador, comenzando de nuevo el ciclo.

Dependiendo del tipo de central que se tenga, se utilizarán diferentes configuraciones del ciclo. Generalmente, las plantas que mayor tamaño requerirán de etapas de recalentamiento y/o regeneración, que aumentan el rendimiento del ciclo pero a su vez también lo encarecen. También es necesario tener en cuenta qué clase de fluido térmico utiliza la planta pues, dependiendo de si es agua o sales fundidas, la etapa de generación de vapor será distinta para cada caso. En la figura 34 se puede ver un ejemplo del esquema de funcionamiento del ciclo.

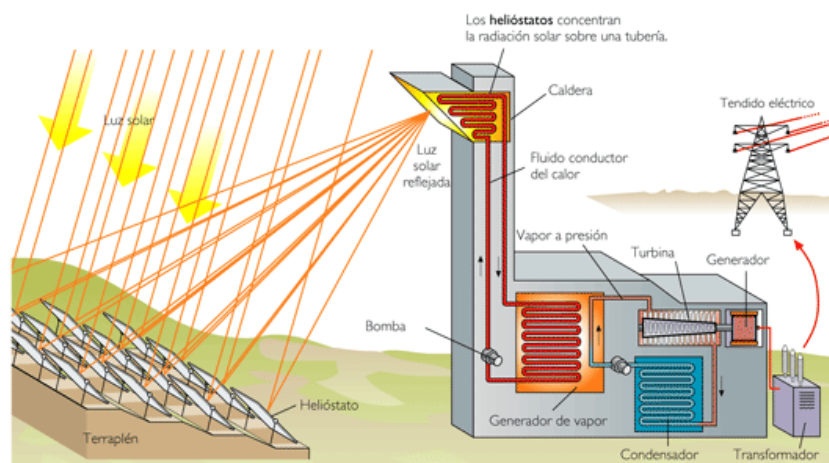


Figura 34. Esquema del ciclo con intercambiador como generador de vapor. Fuente: Google Images

Generador

Como puede observarse en la Figura 25 (esquema de funcionamiento de la PS10), en la que el fluido utilizado es agua, el receptor situado en lo alto de la torre hace las veces de generador de vapor, enviándolo a la turbina a una presión y temperatura aproximadas de 40 bar y 250°C.

En el caso de utilizar otro fluido térmico como por ejemplo, las sales fundidas, en la Figura 26 (esquema de funcionamiento de una central de receptor central con sales fundidas) puede apreciarse que ésta es calentada hasta una temperatura aproximada de unos 565°C. Después es almacenada en un tanque de sales caliente, desde donde es transportada hasta un intercambiador de calor en el que se transfiere la energía térmica de forma gradual hasta conseguir transformar el agua del ciclo en vapor sobrecalentado a más de 100 bar de presión, listo para ser expandido en la turbina.

Este intercambiador es un elemento de suma importancia debido al gran número de tubos y soldaduras que posee en su interior y cuya calidad habrá que cuidar extremadamente para que no haya ninguna contaminación del agua con las sales, algo que podría producir daños de gran alcance en la turbina.

Turbina

La turbina de vapor (Figura 35) es una turbomáquina que transforma la energía térmica de un flujo de vapor en energía mecánica que, a posteriori, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

Como máquina industrial, es una máquina bien conocida y experimentada, que normalmente goza de una larga vida útil y exenta de problemas. Tanto es así que más del 70% de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbinas de vapor.

Su funcionamiento es muy sencillo: el vapor, que previamente se ha obtenido en el generador, llega a la turbina en unas condiciones de elevada presión y temperatura. Este vapor hace girar unos álabes unidos a un eje rotor; a la salida de la turbina, el vapor que se introdujo sale con una presión y temperatura inferior. Parte de esta energía perdida se emplea en mover el rotor.



Figura 35. Turbina de vapor. Fuente: Google Images



Condensador

El condensador es el elemento del ciclo que se encuentra a la salida de la turbina. Su función principal es condensar el vapor, pero también se aprovecha esta etapa para eliminar gases no condensables y/o nocivos como el oxígeno, que resulta muy corrosivo, mediante métodos físicos o químicos. La turbina va unida al condensador a través de una junta de expansión, y éste está protegido contra las sobrepresiones con sus correspondientes válvulas. Además, también tiene protección catódica para evitar su corrosión.

Existen diferentes configuraciones de salida de la turbina al condensador, que pueden ser en dirección axial o radial, según la salida del vapor sea en la dirección del eje o en la dirección radial. Las principales ventajas de la salida axial son una menor altura de cimentación y más eficiencia, pero su inconveniente es la dificultad para el acceso a los cojinetes. Si la salida es radial, su principal ventaja es la facilidad constructiva y sus principales inconvenientes son la gran altura de la cimentación y el mayor coste de la obra civil.

Los gases condensables son el 99 % del total. Para su condensación se emplea agua fría que se hace pasar por un haz tubular del condensador, a una temperatura menor que la temperatura de saturación. Para la eliminación de los gases no condensables, que son el otro 1%, se utilizan dos sistemas: o bien bombas de vacío eléctricas, o también se pueden utilizar eyectores de vapor. Los eyectores de vapor se basan en el principio de Bernoulli y su principal ventaja respecto a las bombas es que son muy simples.

Hibridación

Se entiende por hibridación la utilización combinada de energía solar y un combustible fósil o renovable. Entre las ventajas de la hibridación para una instalación solar, podemos encontrar:

- Adaptación de la generación a la demanda de electricidad
- Estabilidad de la producción en los transitorios
- Mayor capacidad de gestión
- Mayor utilización de los equipos de generación eléctrica
- Mayor rendimiento del ciclo Rankine
- Apoyo en arranques

Existen diversas formas de hibridación para la energía solar termoeléctrica. Las principales son la utilización de calderas de gas o la incorporación de un ciclo combinado, pero también existen otras configuraciones que implican el uso de turbinas de gas o motores Stirling.

La hibridación con caldera de gas puede ser en paralelo con el campo solar o en serie, sobrecalentando el vapor producido en el generador solar:

- En paralelo. Consiste en el precalentamiento del fluido de transferencia de calor en una caldera de gas, de modo que durante los periodos de transitorios, arranques o cuando pueda ser interesante por las condiciones del mercado de electricidad, la caldera de gas sustituye parcialmente al campo solar. Esta configuración también es posible generando directamente vapor en la caldera de gas.

- En serie. Consiste en el sobrecalentamiento adicional del vapor procedente de la instalación solar aumentando así la temperatura y mejorando el rendimiento de la turbina.

La hibridación con ciclo combinado constituye las plantas denominadas ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), en las que la mayor eficiencia suele obtenerse aportando el vapor de alta presión procedente de la instalación solar a la etapa de sobrecalentamiento de la caldera de recuperación de calor. Además, debido a que la energía térmica para sobrecalentar el vapor se obtiene de los gases de escape de la turbina de gas, el dimensionamiento del campo solar está condicionado por el tamaño y características del ciclo combinado. A modo de ejemplo, en la Figura 36 se muestra un esquema de este tipo de plantas para la tecnología de colectores cilindro parabólicos:

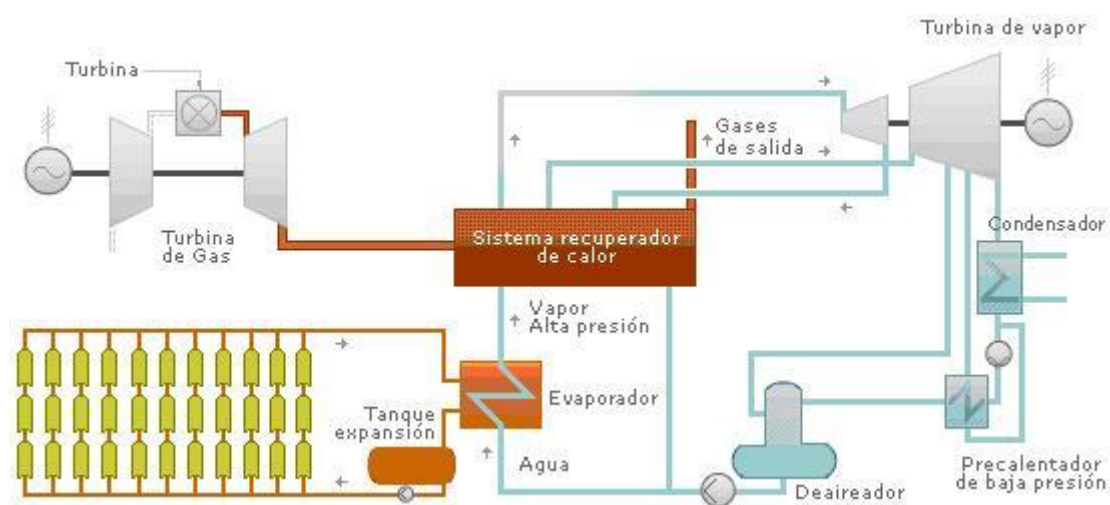


Figura 36. Esquema de una planta ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). Fuente: Google Images

Esta configuración presenta diversas ventajas:

- Permite aumentar la temperatura del vapor a la entrada de la turbina de vapor, aumentando el rendimiento del ciclo en la instalación solar.
- Evita arranques/paradas diarias de la turbina de vapor de la instalación solar.
- Disminuye el coste del bloque de potencia.
- Normalmente, la radiación solar elevada coincide con los momentos de mayor temperatura ambiente, compensando la menor potencia del ciclo combinado convencional en las condiciones de mayor temperatura ambiente.

Sin embargo, también trae consigo algunos inconvenientes:

- Es necesario sobredimensionar la turbina de vapor respecto a la situación en que sólo trabaja el ciclo combinado. Esto implica que en las horas en que no haya radiación, la turbina de vapor trabajará a carga parcial, disminuyendo su rendimiento.
- Es necesario sobredimensionar también el recalentador y el sobrecalentador de vapor de alta presión respecto a la situación en la que la planta únicamente trabajase como ciclo combinado, lo que implica la necesidad de ajustar temperaturas de vapor con atemperación.



- Por su gran flexibilidad, en algunos mercados, los ciclos combinados ajustan su producción a las condiciones que éste presenta. En una ISCC, además, esto es necesario compatibilizarlo con las condiciones de radiación.

En España, la legislación contempla la hibridación de las centrales termosolares, que pertenecen al régimen especial según el RD 661/2007. Atendiendo a esta clasificación, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico contempla la posibilidad de hibridación con **gas natural hasta un 15%** de la producción anual total de electricidad. Sin embargo, no está regulada la posibilidad de hibridación de las centrales solares con plantas de régimen ordinario como los ciclos combinados (ISCC). Así pues, prácticamente todas las instalaciones termosolares en operación en España tienen hibridación con caldera de gas natural.

2.2.4. SISTEMA DE CONVERSIÓN A LA RED

Generador eléctrico. Es una máquina destinada a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Para poder mover el generador se usa la energía generada en la combustión (hibridación) o la procedente de la captación solar que, como se ha comentado anteriormente, a través de la turbina se convierte en un movimiento rotativo, el cual es transmitido por la turbina al generador a través del rotor.

El generador también puede ser usado en el arranque de la central como motor para mover la turbina hasta que se alcance la velocidad necesaria para hacer funcionar el ciclo de vapor y que sea la turbina la que arrastre al generador, empezando entonces la central a producir energía eléctrica.

Subestación eléctrica. Se usa para transformar la tensión de red o del generador a una tensión adecuada a las necesidades. En el caso de las centrales productoras lo que se hace normalmente es elevar la tensión que está dando el generador hasta la tensión de la red de distribución a la que se esté conectado. Pueden existir luego otras subestaciones encargadas de elevar a un más la tensión para las líneas de distribución de larga distancia o disminuirla para el consumo. Lo que se consigue al elevar las tensiones es disminuir la intensidad que circula por las líneas obteniendo con ello una reducción de pérdidas y que la sección de los conductores sea menor, con el consiguiente ahorro económico.

El transformador de tensión es el principal elemento de la subestación, encargado de convertir el valor de la tensión del generador en el valor de la tensión de la red donde se vuelca la energía producida, por lo que es un punto crítico al ser por donde sale toda la energía eléctrica.

Líneas de distribución. Para la distribución de la energía eléctrica se suelen usar dos tipos de líneas eléctricas: líneas aéreas, que se suelen usar en las redes de distribución de larga



distancia y en zonas no habitadas; o líneas enterradas, en zonas habitadas para evitar riesgos y por cuestiones estéticas.

Sistemas de respaldo. Son normalmente generadores diesel empleados en casos de averías o accidentes que dejen la instalación sin suministro de electricidad de la red. Con ellos se consigue operar bajo mínimos, para poder operar o parar la instalación de forma segura, hasta que se subsane el problema. Se suelen usar generadores con motores diesel ya que tienen un tiempo de reacción muy corto y los hay en un amplio rango de potencias. Para casos puntuales y consumos pequeños se pueden utilizar baterías ya que no tienen tiempo de espera entre que se corta la electricidad y comienzan a funcionar, mientras que con los generadores diesel existe un pequeño tiempo de reacción hasta que entran a funcionar.



CAPÍTULO 3: DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE UNA PLANTA SOLAR DE RECEPTOR CENTRAL

Para la realización de este proyecto, todos los cálculos han sido desarrollados en el software de cálculo numérico **MATLAB R2011a**. Esto permite, además de obtener rápidamente las dimensiones de los principales elementos del sistema, introducir modificaciones en los parámetros y condiciones iniciales de manera muy sencilla, pudiendo observar cómo repercuten estos cambios en los resultados finales de la central.

Los **requerimientos del diseño de partida** se basan en las especificaciones de la central Gemasolar, que se ha tomado como referencia y base para los cálculos. Las principales características de esta planta son sus **17 MWe** de potencia y sus **15 horas** de almacenamiento térmico mediante el uso de sales fundidas. A lo largo de este capítulo se irán exponiendo los parámetros y características de todos los elementos que se han tratado de imitar para la realización de los cálculos.

3.1.- LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

Cuando se comienza el proyecto de diseño de una central termosolar, uno de los primeros y principales puntos a tener en cuenta es su localización. El factor más determinante a la hora de elegir un emplazamiento para la central es, sin duda, la radiación solar. Sin embargo, existen otros aspectos técnicos que también deben tenerse en cuenta, como la superficie del campo solar o la necesidad de agua y de una infraestructura eléctrica.

Para obtener modelos acerca de la radiación solar anual, existen diversas herramientas que permiten obtener predicciones de los fenómenos meteorológicos en una determinada localización:

- **Modelos meteorológicos (NWP, Numerical Weather Predictions):** son modelos físico-matemáticos que predicen la evolución de la atmósfera en una región a partir de unos datos meteorológicos iniciales. En la Figura 37 se puede observar un ejemplo de la región europea para el 15 de noviembre de 2011.

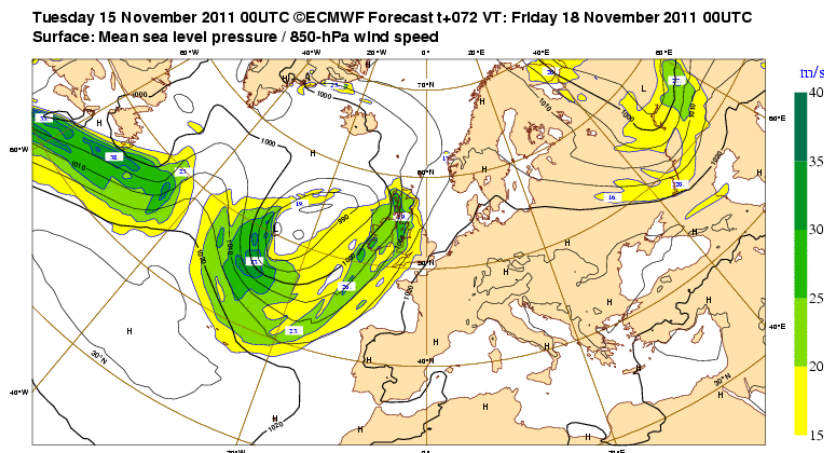


Figura 37. Predicción meteorológica basada en modelos NWP.

Fuente: www.ecmwf.int (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts)

- **Modelos estadísticos:** modelos matemáticos que utilizan el conocimiento previo de la variable y el lugar para modelizar el comportamiento y generar pronósticos. Necesitan de históricos de medidas. En la Figura 38 se aprecia la radiación solar anual sobre la superficie de España y Portugal, obtenida a partir de las medidas recogidas a lo largo del tiempo.

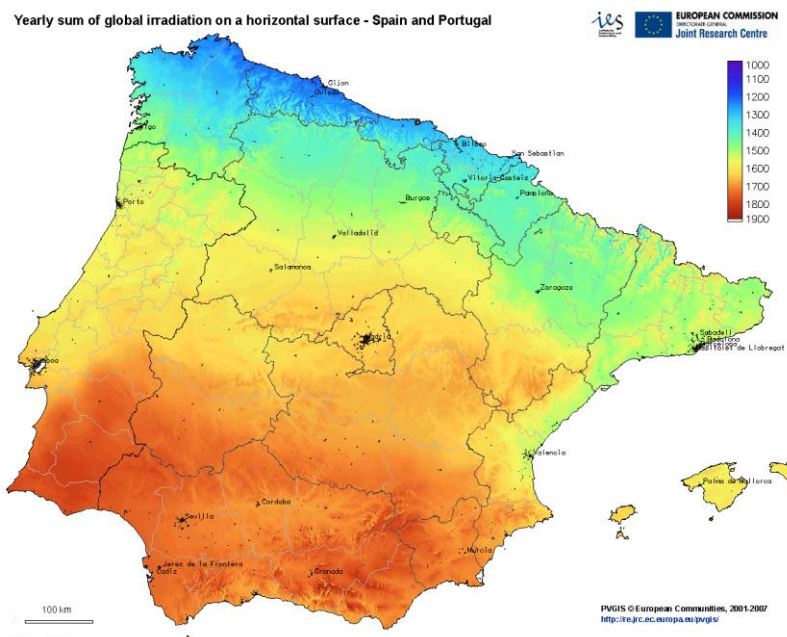


Figura 38. Mapa de radiación solar directa anual en España ($\text{kWh/m}^2 \text{año}$)

Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (Institute for Energy and Transport, IET)

- **Imágenes de satélite:** proporcionan una visión global de la atmósfera en tiempo real.
- **Medidas de las variables:** aportan el conocimiento del comportamiento local así como la evolución de las características del emplazamiento. En el caso de la Figura 39, se mide la evolución de la radiación solar de forma horaria sobre la superficie terrestre en un determinado día de cada mes.

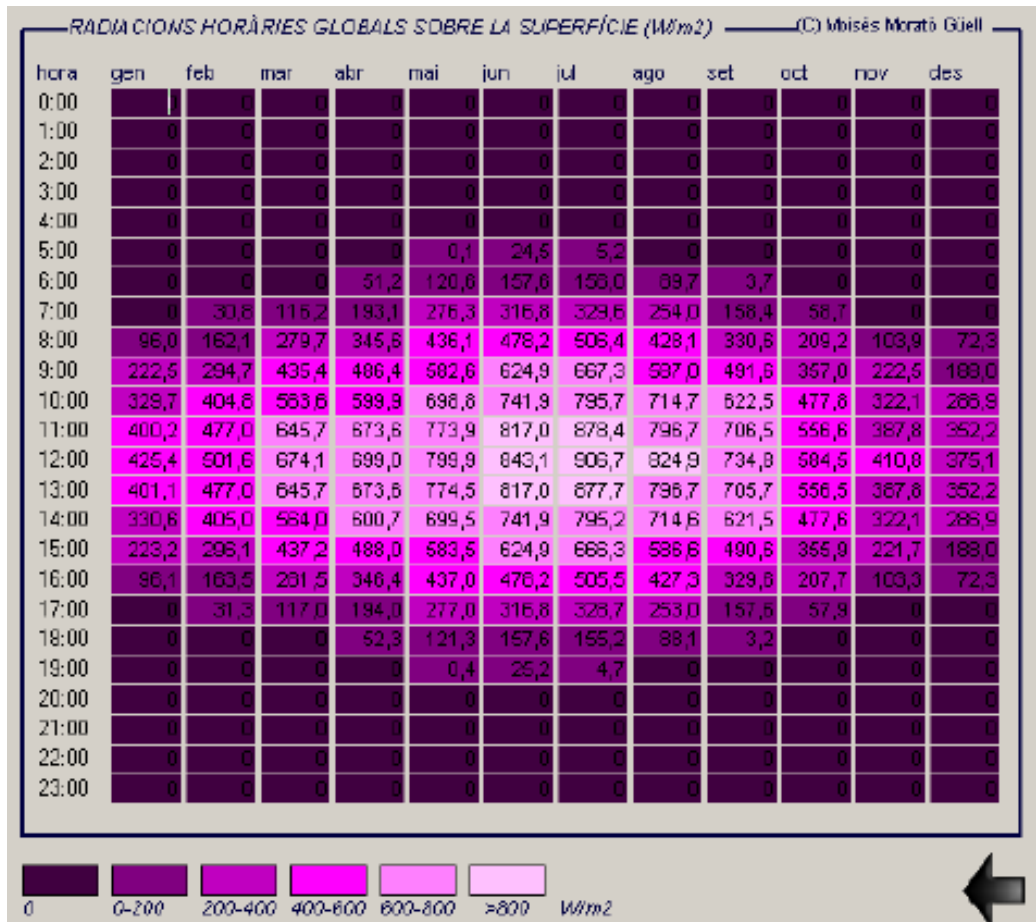


Figura 39. Radiación global horaria sobre la superficie de Sevilla (W/m^2).
Fuente: www.sevilla.org/urbanismo/ (Gerencia de Urbanismo. Ayto. de Sevilla)

Como se ve en la Figura 38, España cuenta con unas características muy favorables en lo que a radiación solar se refiere, sobre todo en sus regiones más meridionales.

Este proyecto se localizará en la localidad de **Fuentes de Andalucía, Sevilla**, provincia que ha demostrado ser un emplazamiento perfecto para todo tipo de centrales termosolares a lo largo de los últimos años.

La radiación solar anual en este emplazamiento es de $1800\text{--}1900 \text{ kWh/m}^2$ aproximadamente, con picos de radiación solar directa en los meses de verano en torno a los 900 W/m^2 , similares a los que pueden apreciarse en la Figura 39.

Esta localidad dispone de grandes fincas de terreno llano, suficientemente amplias como para albergar una instalación solar de estas dimensiones. Además, la cercanía al embalse de Matillas y a diversos ríos y arrollos visibles en la Figura 40 proporciona a la central el abastecimiento de agua necesario para su funcionamiento.

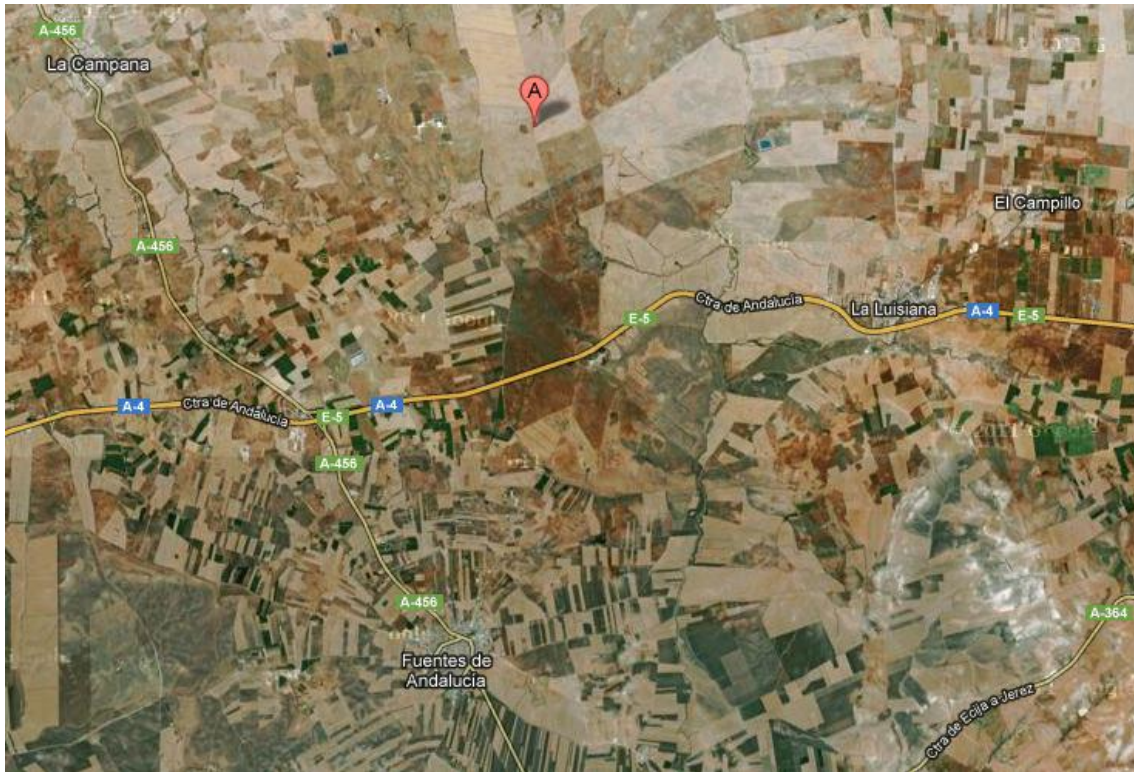


Figura 40. Localización de la planta termosolar. Fuente: Google Maps

3.2.- DIMENSIONADO DE LOS COMPONENTES DEL CAMPO SOLAR

3.2.1. CAMPO DE HELIÓSTATOS

Para dimensionar el campo de heliostatos hay que tener en cuenta algunos datos importantes, entre los que se encuentran:

- La potencia de la central
- La radiación solar directa
- El tamaño de los heliostatos
- La altura de la torre
- La geometría del receptor

Normalmente, de dimensionar y optimizar el campo de heliostatos se encargan programas informáticos como SENSOL (desarrollado por SENER) o NSPOC (Nevada Solar Plants Optimization Code), creados en exclusiva para esta tarea debido a su elevada complejidad. No sólo hay que disponer los heliostatos alrededor del receptor de modo que cubran el campo de la forma más eficiente posible, sino que además hay que tratar de evitar en lo posible los fenómenos de sombras y apantallamientos entre ellos.

La planta sobre la que se van a llevar a cabo todos los cálculos es de receptor cilíndrico vertical. Esta elección se debe a dos motivos: 1) se trata de una planta de potencia media, y 2) posee un sistema de almacenamiento térmico; combinados provocan que se requiera una alta potencia de captación solar, lo que implica la elección de un campo circular y, por consiguiente, un receptor cilíndrico vertical. Sin embargo, los campos circulares no tienen exactamente esta geometría, como cabría suponer. Excepto si la central estuviera situada en el ecuador, cuanto mayor sea la latitud en la que se localice, mayor será la tendencia a acumular más heliostatos en la zona norte que en la sur (hablando siempre del hemisferio norte). De este modo, y debido al ángulo de incidencia de la radiación solar, ésta se consigue aprovechar de manera más eficiente. En consecuencia, los campos circulares suelen tener en realidad una forma ovalada, como puede verse en la siguiente figura.

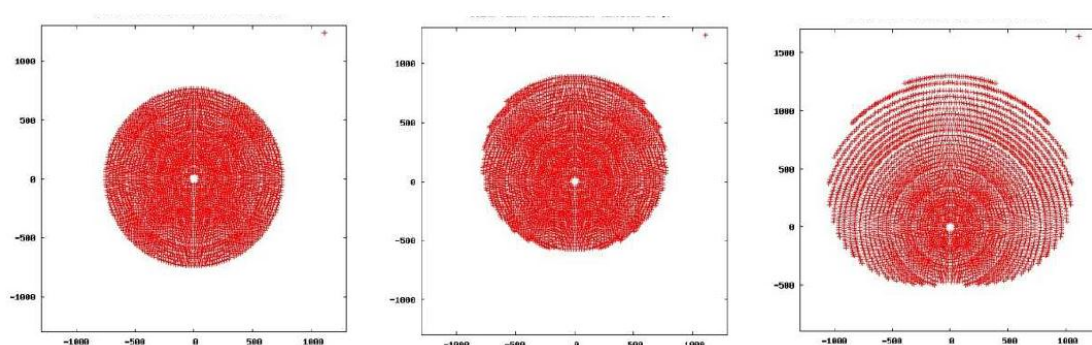


Figura 41. Campo de heliostatos para 0°, 20° y 60° de latitud.

Fuente: www.nspoc.com (Nevada Software)

Por simplicidad en los cálculos, en este proyecto se tratará con un campo estrictamente circular, aunque se tomarán como referencia el campo de helióstatos de la central Gemasolar, que posee las siguientes características:

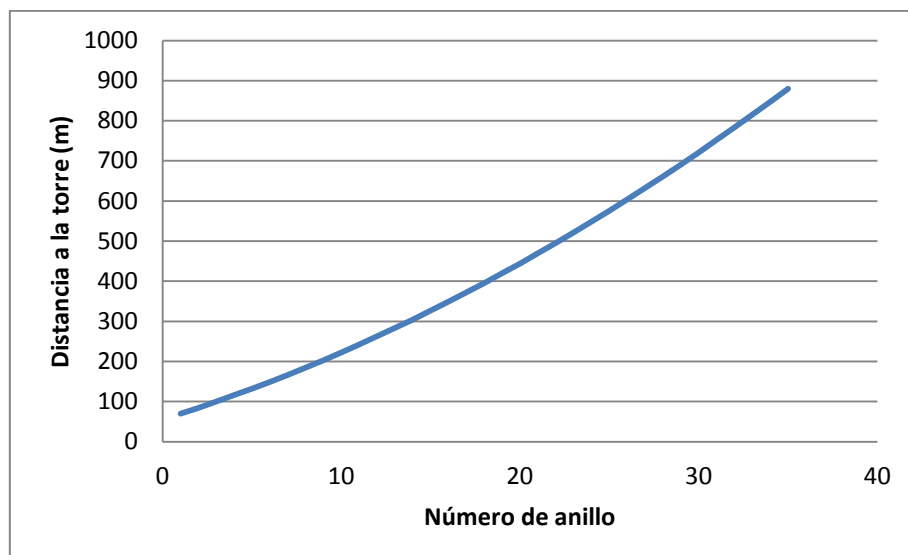
- 2.650 helióstatos
- 120 m²/helióstatos (A)
- 1.500 metros de distancia entre sus puntos más alejados
- 140 metros de altura de torre (H)

Teniendo en cuenta estas especificaciones, y tras probar distintas configuraciones para conseguir que cumpliesen con ellas, el campo de helióstatos se dimensiona del siguiente modo:

- El primer anillo de espejos se supone a una distancia de la torre de valor la mitad de su altura (70 metros), elegida según lo observado en otros proyectos. Esto permitirá la incorporación, pegado a la torre, del anillo de potencia de la planta.
- Los anillos siguientes van incrementando de manera gradual su separación con los anteriores para evitar los problemas de apantallamiento. Esta separación radial se ha supuesto según el siguiente cálculo, desarrollado por el autor de este proyecto, y que podría perfectamente tomar otros valores para la separación:

$$\Delta R = \sqrt{A} \cdot (1,25 + i/20) = \sqrt{120} \cdot (1,25 + i/20) \quad (1)$$

; donde “A” es la superficie de un helióstatos (se supondrá cuadrado) e “i” es el número de anillo en el que se desea realizar el cálculo. En la siguiente gráfica se aprecia como a medida que aumenta el radio, también lo hace la separación radial.



Gráfica 1. Distancia de cada anillo de helióstatos a la torre

- En el primer anillo se supone una separación acimutal entre colectores de 1,5 veces su longitud característica (\sqrt{A}), lo que daría un número de helióstatos igual a:

$$NH(i = 1) = 2 \cdot \pi \cdot R(i = 1) / (1,5 \cdot \sqrt{A}) = 2 \cdot \pi \cdot 70 / (1,5 \cdot \sqrt{120}) \quad (2)$$

$$NH(i = 1) = 26 \text{ helióstatos}$$

; dato que puede considerarse acertado vista la captura del campo mostrada en la Figura 32 del capítulo anterior.

- La separación acimutal entre los espejos también va en incremento según la distancia del anillo a la torre, tratando de evitar de esta manera los problemas de sombras entre helióstatos contiguos. Esta separación se calcula de manera análoga a la radial, e igualmente la separación podría ser distinta a la elegida:

$$\Delta L(i) = \sqrt{A} \cdot (1,5 + i/20) \quad (3)$$

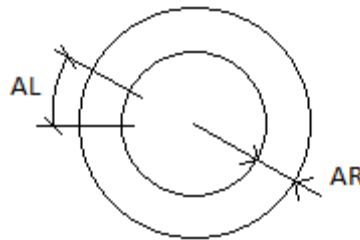
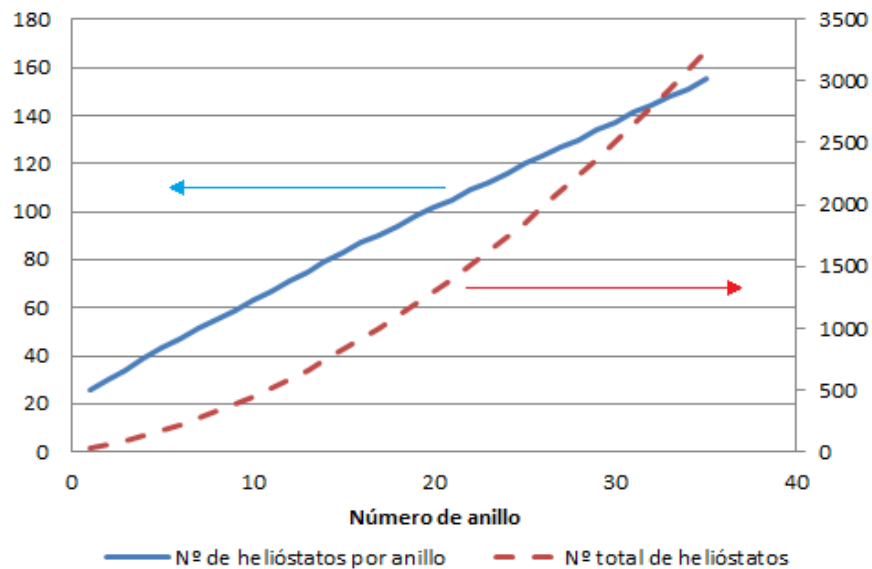


Figura 42. Separación entre anillos (AR) y entre espejos (AL)

; de modo que el número de helióstatos en cada anillo del campo queda calculado según la siguiente ecuación:

$$NH(i) = 2 \cdot \pi \cdot R(i) / [\sqrt{A} \cdot (1,5 + i/20)] \quad (4)$$

En la Gráfica 2 se detallan tanto el número de helióstatos por anillo como el número total de los mismos si el campo tuviese un determinado número de anillos:



Gráfica 2. Número de helióstatos por anillo y helióstatos totales según el número de anillos del campo

Así, finalmente, queda dimensionado el campo de colectores con las siguientes características (a semejanza de las descritas más arriba para Gemasolar):

- **2.647 helióstatos (NH), dispuestos en 31 anillos**
- **120 m²/helióstato (A)**
- **1.504 metros de diámetro ($D_c=2R_c$)**
- **140 metros de altura de torre (H)**

La distribución de los helióstatos sobre el campo queda definida según la siguiente tabla:

Anillo	R (m)	AR (m)	AL (m)	NH
1	70	70	16,43167673	26
2	84,7885091	14,78850905	17,52712184	30
3	100,124741	15,33623161	18,0748444	34
4	116,008695	15,88395417	18,62256696	39
5	132,440372	16,43167673	19,17028951	43
6	149,419771	16,97939928	19,71801207	47
7	166,946893	17,52712184	20,26573463	51
8	185,021737	18,0748444	20,81345719	55
9	203,644304	18,62256696	21,36117974	59
10	222,814594	19,17028951	21,9089023	63
11	242,532606	19,71801207	22,45662486	67
12	262,79834	20,26573463	23,00434742	71
13	283,611797	20,81345719	23,55206997	75
14	304,972977	21,36117974	24,09979253	79
15	326,881879	21,9089023	24,64751509	83
16	349,338504	22,45662486	25,19523765	87
17	372,342852	23,00434742	25,7429602	90
18	395,894922	23,55206997	26,29068276	94
19	419,994714	24,09979253	26,83840532	98
20	444,642229	24,64751509	27,38612788	102
21	469,837467	25,19523765	27,93385043	105
22	495,580427	25,7429602	28,48157299	109
23	521,87111	26,29068276	29,02929555	112
24	548,709515	26,83840532	29,57701811	116
25	576,095643	27,38612788	30,12474066	120
26	604,029494	27,93385043	30,67246322	123
27	632,511067	28,48157299	31,22018578	127
28	661,540362	29,02929555	31,76790834	130
29	691,11738	29,57701811	32,31563089	134
30	721,242121	30,12474066	32,86335345	137
31	751,914584	30,67246322	33,41107601	141
SUMA		751,9145841		2647

Tabla 3. Datos de diseño del campo de helióstatos

El detalle del campo de espejos, generado con ayuda del software de cálculo numérico MATLAB R2011a, se puede apreciar en la Figura 43.

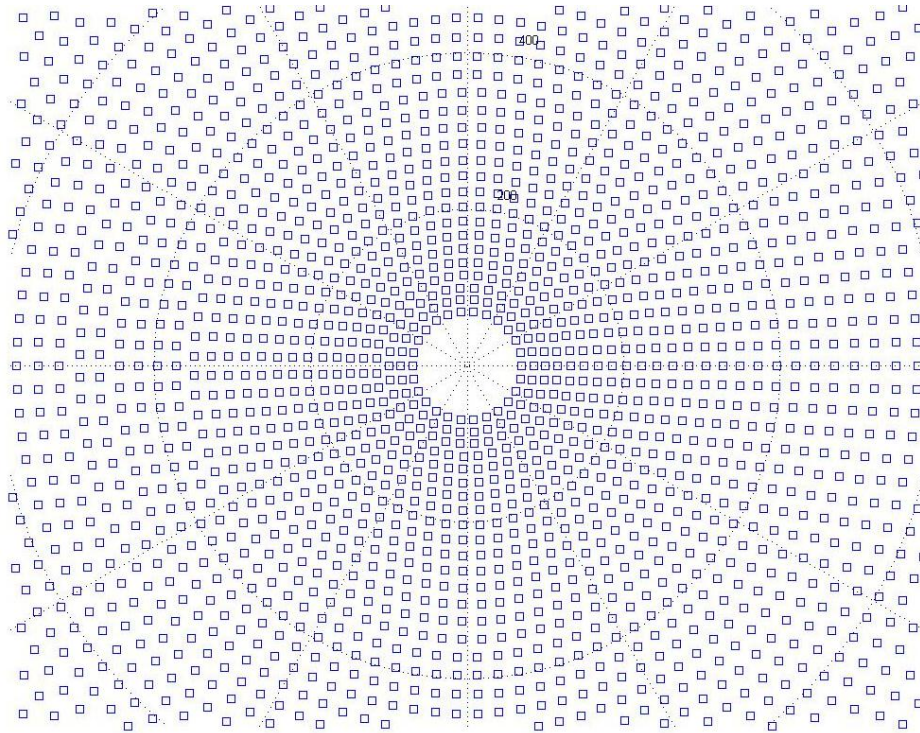


Figura 43. Detalle del campo de helióstatos generado en MATLAB R2011a

Este campo de helióstatos será el encargado de concentrar toda la radiación solar en el receptor situado en lo alto de la torre, que será el siguiente elemento a calcular, no sin antes decidir un punto de diseño y evaluar diversos factores que involucran pérdidas de energía.

Punto de diseño

Dado que el campo de helióstatos es el componente más costoso de una central termosolar, resulta evidente la importancia de que sea capaz de funcionar al máximo en los meses en los que se presupone mayor radiación solar -esto es, en verano-. Si se tomase un punto de diseño fuera de este período, con la consiguiente disminución en la radiación, se estaría sobredimensionando la instalación para los meses de verano, en los que habría que desenfocar algunos espejos para que la central operase con normalidad.

Para evaluar de manera razonable la cantidad de energía que los helióstatos son capaces de transferir al receptor, es necesario escoger un punto de diseño en el que éstos estén trabajando a pleno rendimiento. Esto corresponde generalmente al mediodía de un día claro y soleado de verano, como puede ser del mes de julio, el de mayor radiación global.

Así pues, el punto de diseño seleccionado es el siguiente:

- **Día.** 17 de julio
- **Día del año.** N=198
- **Hora solar (Apparent Solar Time).** AST=12
- **Coordenadas.** Fuentes de Andalucía, Sevilla (37° 33' 29" N, 05° 19' 45" O)
- **Radiación solar directa.** $I_0=906,7 \text{ W/m}^2$ (Figura 59)

Movimiento aparente del Sol

El movimiento aparente del Sol respecto a un lugar cualquiera de la superficie terrestre se puede definir mediante tres ángulos (Figura 44):

- La latitud del lugar, λ .
- La declinación media del día, δ .
- El ángulo horario, h .

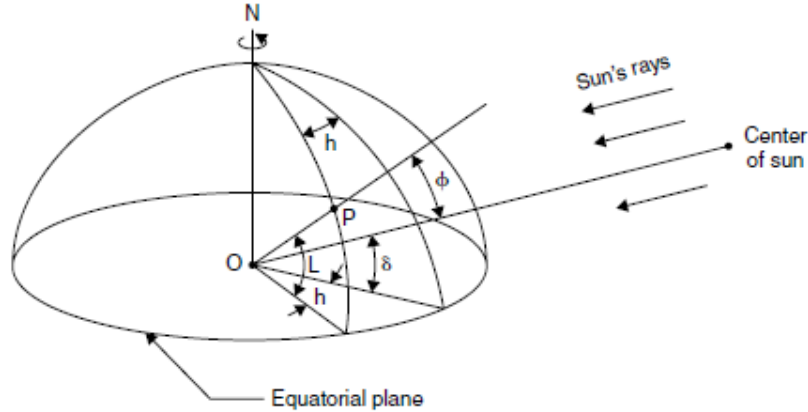


Figura 44. Definición de latitud (L), ángulo horario (h) y ángulo de declinación solar (δ)

Fuente: Soteris Kalogirou, *Solar Energy Engineering: processes and systems*. Academic Press, 2009.

La latitud de la localidad elegida para el emplazamiento de la central es $37^{\circ} 33' 29''$ N, es decir, $\lambda=37,55$.

La declinación solar δ es la distancia angular de los rayos solares al norte (o sur) del ecuador, o lo que es lo mismo, el ángulo producido entre la línea que une el centro de la tierra y el sol y la proyección de esta línea sobre el plano ecuatorial (Kalogirou, 2009).

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (284 + 198) \right] = 21,18^{\circ} \quad (5)$$

El ángulo horario h se puede definir como el ángulo que haría llevar el meridiano del punto estudiado justo bajo el sol (Kalogirou, 2009).

$$h = (AST - 12) \cdot 15 = (12 - 12) \cdot 15 = 0^{\circ} \quad (6)$$

A partir de estos tres ángulos, se pueden definir otros igual de importantes para localizar la posición del sol a lo largo del día.

- Ángulo de altitud solar, α .
- Ángulo solar acimutal, z .

El ángulo de altitud solar es el ángulo entre los rayos del sol y el plano horizontal. Se relaciona con el ángulo cenital solar, ϕ , que es el ángulo entre los rayos del sol y la vertical (Kalogirou, 2009).

$$\phi + \alpha = \pi/2 = 90^{\circ} \quad (7)$$

$$\sin(\alpha) = \cos(\phi) = \sin(\lambda) \sin(\delta) + \cos(\lambda) \cos(\delta) \cos(h) \quad (8)$$

El ángulo acimutal solar, z , es el ángulo de los rayos solares medido en el plano horizontal desde el sur para el hemisferio norte o desde el norte para el hemisferio sur (ver Figura 45). Se designa con signo positivo hacia el oeste. La expresión matemática para este ángulo es la siguiente (Kalogirou, 2009):

$$\text{sen}(z) = \frac{\cos(\delta) \text{sen}(h)}{\cos(\alpha)} \quad (9)$$

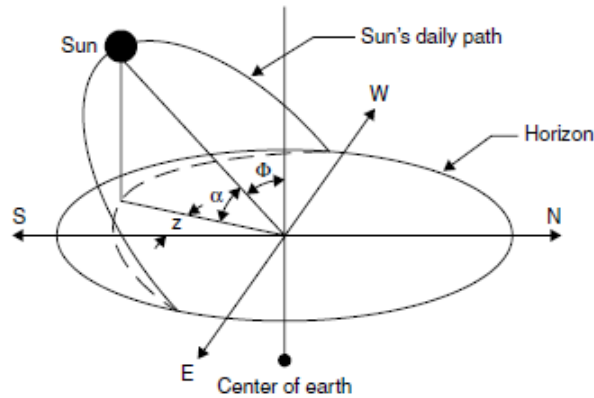


Figura 45. Trayectoria del sol en el cielo

Fuente: Soteris Kalogirou, *Solar Energy Engineering: processes and systems*. Academic Press, 2009.

Orientación de los helióstatos

Los concentradores de energía solar formados por campos de helióstatos se deben diseñar para que funcionen en condiciones de máxima eficacia; en todo momento los helióstatos se orientan de forma que, para cualquier posición del Sol, los rayos que reflejen se dirijan a un punto fijo situado a una cierta altura sobre el nivel del campo concentrador. Las relaciones fundamentales que regulan la dirección de cada uno de estos helióstatos tienen que satisfacer las leyes de la reflexión de Snell y, por lo tanto, los ángulos de los rayos solares incidentes y reflejados, respecto a la normal a cada superficie especular, tienen que ser iguales, estando situados los vectores que los definen, en cada instante, en un mismo plano.

- La dirección de los rayos solares incidentes se puede definir por un vector unitario \vec{s} , función de los ángulos descritos en el apartado anterior (ver Figura 46).

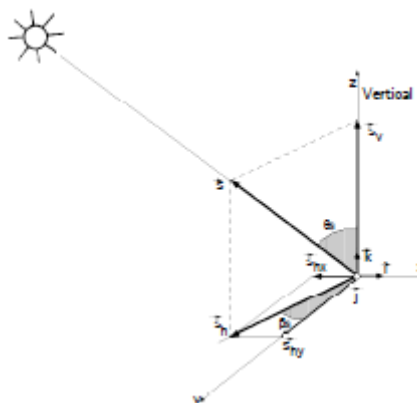


Figura 46. Componentes del vector \vec{s}

Fuente: Pedro Fernández Díez, *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*.

$$\vec{s} = (-\sin \phi \sin z)\vec{i} + (-\sin \phi \cos z)\vec{j} + \cos \phi \vec{k} \quad (10)$$

- La dirección de los rayos solares reflejados hacia el foco puntual situado en lo alto de la torre, por un vector unitario \vec{t} .
- La normal al espejo en el centro geométrico del mismo, viene definida por un vector unitario \vec{n} ; la posición del Sol en el instante dado viene fijada por el vector \vec{s} apuntando hacia el centro del disco solar. Un espejo cualquiera viene localizado en el concentrador por el vector \vec{t} , tomando como referencia el foco puntual en el que se supone colocado el receptor de energía.

La orientación de este heliostato se especificará por su normal unitaria \vec{n} , de la forma:

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{t}}{|\vec{s} + \vec{t}|} \quad (11)$$

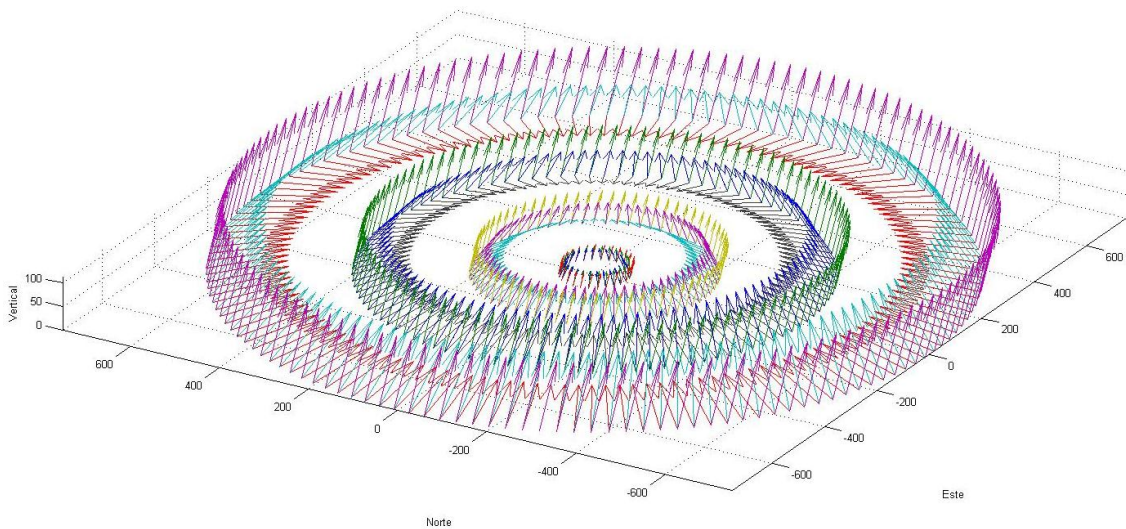


Figura 47. Detalle del cálculo en MATLAB de los vectores \vec{s} , \vec{t} y \vec{n} para diferentes anillos de heliostatos

El cálculo de estos vectores, aunque meramente trigonométrico, requiere de un extenso desarrollo que sólo merece la pena elaborar en MATLAB por su rapidez en el tratamiento de datos para el cálculo del *factor coseno* medio, y aquí no se detallará.

Pérdidas

Resulta necesario tener en cuenta a la hora de calcular la energía que se puede transferir al fluido térmico una serie de fenómenos que originan pérdidas de energía. Por diferentes motivos, existen pérdidas en distintas fases del proceso:

Pérdidas en la captación. En el campo de heliostatos se producen una serie de fenómenos que provocan pérdidas en la captación de la radiación. Estas pérdidas pueden englobarse en dos grupos: pérdidas geométricas y pérdidas por reflectividad.

- Pérdidas geométricas: las pérdidas geométricas se deben exclusivamente a la geometría del campo solar, es decir, a las dimensiones y posiciones relativas de los elementos que la integran (heliostatos, torre y receptor) y de la posición del sol



respecto a ellos, por lo que dependen fuertemente del tiempo. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

- *Pérdidas originadas por la reducción del área proyectada visible para el Sol*, causadas por la inclinación del eje óptico del helióstato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo de inclinación de la normal al helióstato con respecto a los rayos solares, y se cuantifican mediante el llamado *factor coseno*.
 - *Pérdidas por sombras*, que engloban tanto las producidas por unos helióstatos sobre otros como por la torre o cualquier otro elemento sobre los helióstatos. Causan también una reducción del área útil reflexiva.
 - *Pérdidas por bloqueos*, que cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los helióstatos que no alcanza el receptor al resultar bloqueada por helióstatos vecinos. A la hora de cuantificar las pérdidas geométricas, debe tenerse en cuenta que pueden existir zonas de superficie reflexiva que están a la vez sombreados y bloqueados, por lo que las pérdidas por sombras y bloqueos deben cuantificarse en un solo factor (*factor de sombras y bloqueos*).
- Pérdidas por reflectividad. Los helióstatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflexiva, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma. Las superficies de los colectores no son perfectas, por lo que solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores típicos de la reflectividad o reflectancia están alrededor del 90%, pero este valor disminuye progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie, a un ritmo aproximado de 0,25% por día.

Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera. La radiación solar reflejada por el helióstato sufre una atenuación, debida a procesos de absorción y dispersión, en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de la superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada.

Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor. Como consecuencia de las imperfecciones de las superficies reflexivas, errores de apunte de los helióstatos, agrupamiento de la longitud focal de las facetas por motivos de fabricación, etc., una parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos que llega a las inmediaciones del receptor no alcanza su superficie absorbidora. Este hecho se cuantifica mediante el llamado *factor de desbordamiento* o *spillage*.

El *factor coseno* medio, calculado a través del código de programación MATLAB R2011a según la Figura 47 para el punto de diseño escogido, tiene un valor medio de $\eta_{fc}=0,814$. Para el resto de pérdidas que hay que cuantificar (ver Figura 48), tanto ópticas como geométricas, se han supuesto los siguientes valores, basados en resultados del programa NSPOC para una hipotética planta de torre central y receptor cilíndrico que se situaría en Sevilla (nspoc.com).

- Eficiencia por efectos de sombras y bloqueos. $\eta_{sb}=0,95$
- Reflectividad o reflectancia. $\eta_r=0,9$
- Eficiencia por atenuación atmosférica. $\eta_{aa}=0,95$
- Factor de intercepción o desbordamiento. $\eta_{fi}=0,9$

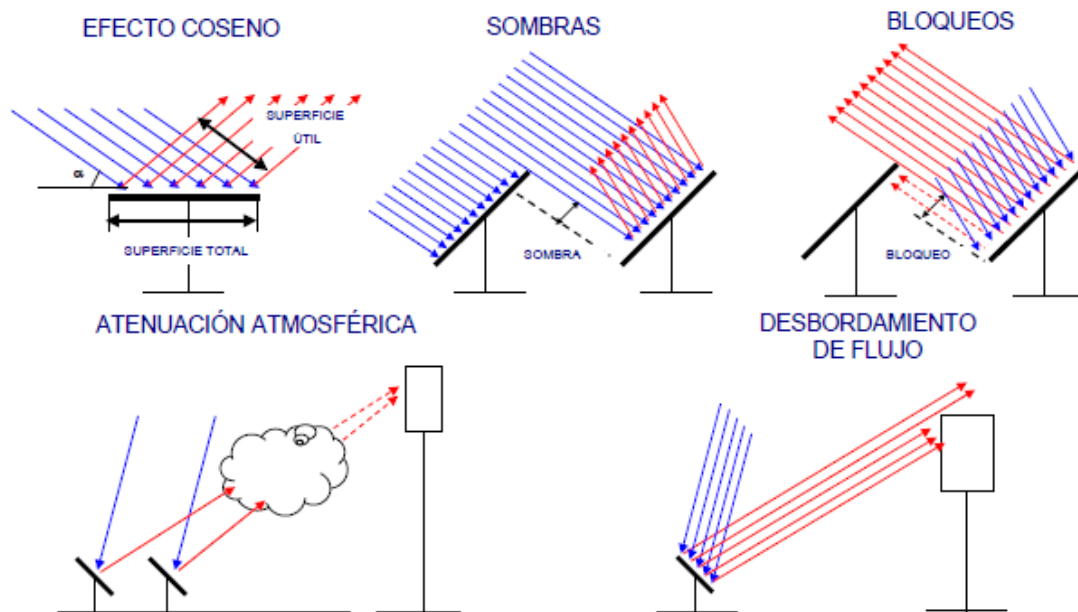


Figura 48. Tipos de pérdidas ópticas. Fuente: Google Images

Pérdidas en la conversión fototérmica. La conversión de la energía radiante en energía térmica tiene lugar en el receptor, donde se producen una serie de pérdidas:

- Pérdidas por radiación. Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la absorptividad de la superficie absorbidora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbidora.
- Pérdidas por convección, natural o forzada (causada por el viento), desde la superficie absorbidora al aire de los alrededores. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.
- Pérdidas por conducción desde el absorbedor a los elementos estructurales y auxiliares en contacto con el receptor, también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

Las pérdidas por convección y conducción no se tendrán en consideración en los cálculos, por el hecho de considerarse despreciables frente a las pérdidas por radiación, que sí son importantes.

Pérdidas en la parte convencional. Estas pérdidas engloban las producidas en generadores de vapor, intercambiadores de calor, turbina, alternador, etc.

3.2.2. RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL

El receptor cilíndrico, situado en lo alto de la torre, ha de tener unas dimensiones suficientes para: 1) ser capaz de absorber la mayor parte posible de la radiación solar reflejada por los helióstatos y 2) conseguir que el fluido térmico alcance las temperaturas necesarias de diseño. La estructura está formada por una hilera de tubos verticales situados en su diámetro, por el interior de los cuales fluyen las sales fundidas.

En una primera aproximación, el perfil del receptor debe ser tal que, visto desde el anillo más alejado de la base de la torre, en condiciones ideales, esté dado por la intersección del cono solar reflejado y la superficie lateral del mismo.

Este cono solar es consecuencia de que el Sol no es un emisor puntual, y subtende un ángulo ξ de $32'$ sobre la Tierra, como se puede apreciar en la Figura 49.

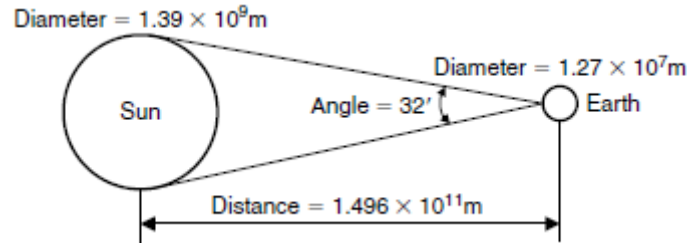


Figura 49. Relación entre la Tierra y el Sol

Fuente: Soteris Kalogirou, *Solar Energy Engineering: processes and systems*. Academic Press, 2009.

Este mismo ángulo se daría en los rayos reflejados desde los helióstatos al receptor si se considerasen los espejos perfectamente planos, algo que es imposible que suceda en la realidad. Teniendo en cuenta este hecho, según la nomenclatura presentada en la Figura 50, las dimensiones de partida del receptor habrían de ser (Fernández, 2009):

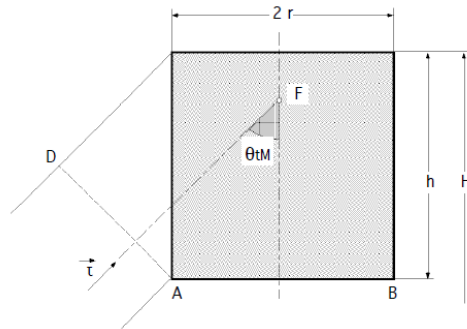


Figura 50. Receptor cilíndrico vertical

Fuente: Pedro Fernández Díez, *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*.

$$\overline{AD} = \rho \cdot \xi = \frac{H}{\cos \theta_{tm}} \cdot \xi = h \cdot \tan \theta_{tm} \rightarrow h = \frac{2 \cdot H \cdot \xi}{\tan(2\theta_{tm})} \quad (12)$$

; siendo $\xi = 32' = 9,3 \cdot 10^{-3}$ rad; $H = 140$ m, la altura de la torre y θ_{tm} el ángulo con la vertical que forma la dirección de los rayos solares reflejados por el último anillo de espejos, que tiene como valor:

$$\theta_{tm} = \arctg\left(\frac{R_c}{H}\right) = \arctg\left(\frac{702 \text{ m}}{140 \text{ m}}\right) = 79,5^\circ \quad (13)$$

Por tanto, las dimensiones mínimas del receptor, suponiéndolo cuadrado, serían:

$$h = 2r = 7,25 \text{ metros}$$

Ahora bien, estas dimensiones sólo suponen una aproximación inicial y pueden no conseguir que las sales fundidas consigan alcanzar las temperaturas establecidas en el diseño, las cuales, como podía apreciarse en la Figura 26, son de 290°C a la entrada y 565°C a la salida.

Además de la temperatura de las sales fundidas, también es necesario monitorizar la temperatura de los tubos, que no deberían sobrepasar los 640°C, ya que generarían una descomposición parcial de las sales de nitratos a nitritos.

La planta Gemasolar posee un receptor cilíndrico vertical con unas dimensiones cercanas a las calculadas, presentando la configuración mostrada en la Tabla 4:



Figura 51. Receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar.

Fuente: SENER, *Presentación a CONAE de centrales termosolares (17MWe – 50MWe)*

Diámetro del receptor, d (m)	8,1
Altura del receptor, l (m)	10,6
Número de paneles de tubos	16
Ancho de los paneles (m)	1,6
Altura de los paneles (m)	10,6
Diámetro de los tubos, d_e (mm)	35
Espesor de los tubos, e_t (mm)	1,25
Separación entre los tubos, p (mm)	5
Material de los tubos	Acero de alta aleación (níquel)

Tabla 4. Características del receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar.

Fuente: SENER, *Presentación a CONAE de centrales termosolares (17MWe – 50MWe)*

Las sales recorren los tubos del receptor serpenteando hacia arriba y hacia abajo por 8 de los 16 paneles de los que está compuesto. Los paneles están compuestos por varios tubos en paralelo conectados en los extremos a colectores comunes, y pueden apreciarse en la Figura 51. Por la otra mitad del receptor, el camino recorrido por las sales es simétrico a través de los 8 paneles restantes. El número de tubos totales de los que está compuesto el receptor es de 640, correspondiendo a cada uno de los paneles 40 tubos. Esto quiere decir que el caudal total de sales se divide en $40 \cdot 2 = 80$ tubos de $10,6 \cdot 8 = 84,8$ m cada uno, a efectos de cálculo.

Un esquema del recorrido de las sales a través de los paneles del receptor se muestra en la Figura 52.

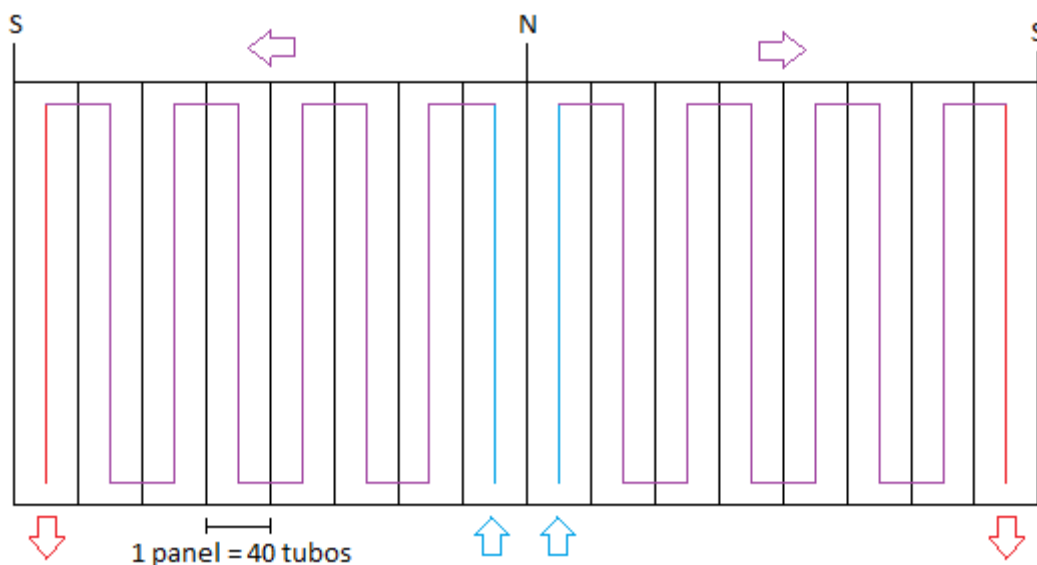


Figura 52. Esquema del recorrido de las sales en el receptor.

Sales fundidas

Una vez conocidas las dimensiones del receptor, se debe escoger el tipo de sales fundidas que van a circular por su interior. En este caso, las sales elegidas para el proceso pertenecen a la compañía *Coastal Chemical* y, bajo la denominación de *Hitec Solar Salt*, están compuestas esencialmente por una combinación al 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y al 40% de nitrato de potasio (KNO_3). Sus propiedades físicas principales se presentan en la siguiente tabla:

ESTADO LÍQUIDO	
Calor específico, c_{ps} (promedio) ($\text{J/kg}\cdot\text{K}$)	$1443+0,172\cdot T(^{\circ}\text{C})$
Densidad, ρ_s (kg/m^3)	$2090-0,636\cdot T(^{\circ}\text{C})$
Viscosidad, μ_s ($\text{Pa}\cdot\text{s}$)	$22,714-0,12\cdot T(^{\circ}\text{C})+2,281\cdot 10^{-4}\cdot T(^{\circ}\text{C})^2-1,474\cdot 10^{-7}\cdot T(^{\circ}\text{C})^3$
Conductividad térmica, k_s ($\text{W/m}\cdot\text{K}$)	$0,443+1,9\cdot 10^{-4}\cdot T(^{\circ}\text{C})$

Tabla 5. Características de las sales Hitec Solar Salt. Fuente: www.coastalchem.com (Coastal Chemical Co.)

Como ya se ha comentado, estas sales entrarán al receptor a una temperatura de 290°C , y saldrán a 565°C . Las propiedades de las sales a estas dos temperaturas se recogen en la siguiente tabla:

	MÁX ($T=565^{\circ}\text{C}$)	MÍN ($T=290^{\circ}\text{C}$)
Calor específico, c_{ps} (promedio) ($\text{J/kg}\cdot\text{K}$)	1540,2	1492,9
Densidad, ρ_s (kg/m^3)	1730,7	1905,6
Viscosidad, μ_s ($\text{Pa}\cdot\text{s}$)	0,00114	0,0035
Conductividad térmica, k_s ($\text{W/m}\cdot\text{K}$)	0,55	0,498

Tabla 6. Propiedades de las sales a temperatura máxima y mínima de trabajo

En los cálculos siguientes se obtendrá la temperatura alcanzada por los tubos para estos valores, así como el caudal que circula por ellos, y se determinará si el diseño escogido para el receptor es válido.

Cálculo del caudal de sales fundidas y temperatura de los tubos

Existe una fuente de calor incidente, que es la que proviene del campo de colectores, que calentará los tubos por radiación. Esto hará que las sales circulando por su interior se calienten a su vez por convección. Además, los tubos, al estar a una temperatura muy superior a la del ambiente, también intercambiarán calor con éste fundamentalmente por radiación.

El circuito térmico equivalente para calcular las pérdidas por radiación es idéntico al de una caldera acuotubular, con una superficie rerradiante entre los tubos cuya radiosidad es igual a la de un cuerpo negro, emitiendo toda la radiación que absorbe. En la Figura 53 se puede apreciar este circuito térmico, en la cual los subíndices se refieren al aire o gas (g), al tubo (t) y a la superficie rerradiante (R).

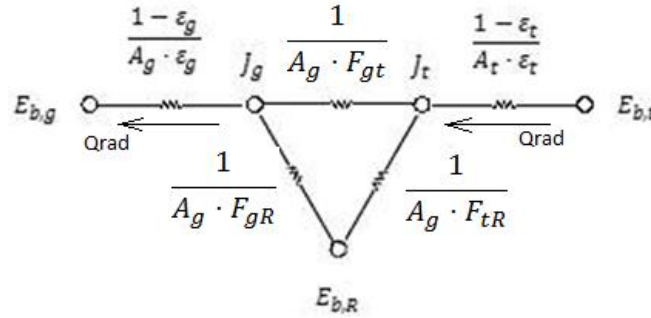


Figura 53. Circuito térmico equivalente del receptor

La potencia que llega al receptor (\dot{Q}_{in}) se puede calcular descontando a la potencia solar que llega a los helióstatos las pérdidas enumeradas en apartados anteriores:

$$\dot{Q}_{in} = I_0 \cdot n_h \cdot A_h \cdot \eta_{fc} \cdot \eta_r \cdot \eta_{fi} \cdot \eta_{sb} \cdot \eta_{aa} \quad (14)$$

$$\dot{Q}_{in} = 906,7 \frac{W}{m^2} \cdot 2647 \cdot 120m^2 \cdot 0,814 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,95 \cdot 0,95 = 171,4 MW$$

Por otro lado, se tiene la potencia térmica que es transferida a las sales, que se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_{sales} = \dot{m}_{sales} \cdot cp_{sales} \cdot (T_{out} - T_{in}) = UA\Delta T_{lm} \quad (15)$$

La potencia térmica en las sales también es resultado de restar a la potencia térmica que recibe el receptor las pérdidas por radiación de los tubos del mismo hacia el ambiente:

$$\dot{Q}_{sales} = \dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{rad} \quad (16)$$

Según el circuito térmico de la Figura 53, el calor transferido por radiación desde el banco de tubos al ambiente (\dot{Q}_{rad}) puede calcularse mediante la siguiente expresión matemática:

$$\dot{Q}_{rad} = \frac{\sigma T_t^4 - \sigma T_g^4}{\frac{1}{A_{tot} \cdot \varepsilon_{eff t}} + \frac{1}{A_{tot}} \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon_g} - 1 \right)} = g_{rc} \cdot \sigma \cdot (T_t^4 - T_g^4) \quad (17)$$

Para calcular esta potencia perdida por radiación (\dot{Q}_{rad}), resulta necesario estudiar la emisividad efectiva del área cubierta por el banco de tubos mediante la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_{eff\ t} = \frac{1}{\frac{1}{F_{gt} \cdot (2 - F_{gt})} + \frac{B}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{\varepsilon_t} - 1\right)} \quad (18)$$

La emisividad de los tubos, compuestos de acero al níquel, es de $\varepsilon_t = 0,9$. Los valores de F_{gt} (factor de forma de los tubos con respecto al ambiente) y B (relación entre la separación y el diámetro de los tubos) se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$B = \frac{p + d_e}{d_e} = \frac{5 + 35}{35} = 1,1429 \quad (19)$$

$$F_{gt} = 1 - \frac{1}{B} \cdot [(B^2 - 1)^{1/2} - \arccos(B^{-1})] = 0,9581 \quad (20)$$

Donde $p = 5\text{mm}$ es la separación entre tubos del receptor, y $d_e = 35\text{mm}$ el diámetro exterior de los mismos, tal y como se presenta en la Tabla 4. Finalmente, se tendrá una **emisividad efectiva de los tubos** igual a:

$$\varepsilon_{eff\ t} = 0,9595$$

Este dato permite calcular el valor de g_{rc} necesario para obtener la potencia perdida por radiación \dot{Q}_{rad} (las pérdidas por convección resultan despreciables):

$$g_{rc} = \frac{A_{tot}}{\frac{1}{\varepsilon_{eff\ t}} + \frac{1}{\varepsilon_g} - 1} \quad (21)$$

La emisividad del aire, a una temperatura ambiente $T_g = 10^\circ\text{C}$ (media de las temperaturas en el cielo y la tierra, supuestas -10°C y 30°C , respectivamente), se calcula mediante la expresión propuesta por *Idso* (1981):

$$\varepsilon_g = 0,7 + 5,9 \cdot 10^{-5} \cdot p_v \cdot e^{(1500/T_g)} \quad (22)$$

donde p_v es la presión de vapor de agua (kPa) a la temperatura del aire, $p_v = 4,247\text{ kPa}$; resultando que la emisividad del aire es $\varepsilon_g = 0,75$.

El área frontal cubierta por los tubos resulta:

$$A_{tot} = \pi \cdot d \cdot h = \pi \cdot 8,1 \cdot 10,6 = 269,75\text{ m}^2 \quad (23)$$

Con lo que se tendrá que:

$$g_{rc} = 196,1\text{ m}^2$$

A continuación, se procede a calcular el calor por convección que se llevan las sales (\dot{Q}_{sales}). Para ello, es necesario realizar un cálculo iterativo, pues existen dos variables que se desconocen: el caudal de las sales por el interior de los tubos (\dot{m}_s) y la temperatura de éstos (T_t).

Para calcular las propiedades de las sales fundidas, recogidas en la Tabla 5, se escoge una temperatura media entre la temperatura de salida y entrada de éstas en los tubos:

$$T_s = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} = \frac{290 + 565}{2} = 427,5^\circ\text{C} \quad (24)$$

Con lo que las propiedades de las sales quedan definidas según la siguiente tabla:

	T=427,5°C
Calor específico, c_{ps} (promedio) (J/kg·K)	1516,5
Densidad, ρ_s (kg/m³)	1818,1
Viscosidad, μ_s (Pa·s)	0,0016
Conductividad térmica, k_s (W/m·K)	0,5242

Tabla 7. Propiedades de las sales a temperatura de trabajo media

Para la siguiente secuencia de cálculos, el diámetro interior de los tubos es $d_i = d_e - 2e_t = 32,5 \text{ mm}$; el número de tubos por los que circulan las sales, como se explicó anteriormente, es $n_t = 80$, su longitud $l_t = 84,8 \text{ m}$ y la conductividad térmica de los mismos (acero al níquel) es $k_t = 25 \text{ W/mK}$.

- Primero se calcula el número de Reynolds de las sales por el interior de los tubos. Como \dot{m}_s es el gasto másico de sales por los dos paneles de entrada del receptor (Figura 52), resulta necesario dividirlo entre el número de tubos n_t , y así obtener el gasto por tubo.

$$Re = \frac{\rho_s \cdot u \cdot d_i}{\mu_s} = \frac{4 \cdot (\dot{m}_s / n_t)}{\pi \cdot d_i \cdot \mu_s} \quad (25)$$

- A continuación, se procede con el número de Prandtl:

$$Pr = \frac{\mu_s \cdot c_{ps}}{k_s} \quad (26)$$

- Para obtener el valor del coeficiente de convección de las sales, primero se calcula el número de Nusselt, supuesto régimen turbulento ($Re > 2.300$):

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4} \quad ; \quad h_s = \frac{Nu \cdot k_s}{d_i} \quad (27)$$

Correlación válida con la condición de que $Re > 10.000$ y $0,6 \leq Pr \leq 160$ (Incropera, 1999).

- El factor UA, para un tubo cilíndrico, resulta:

$$UA = \frac{1}{R_t} = \left(\frac{1}{h_s \cdot \pi \cdot d_i \cdot n_t \cdot l_t} + \frac{\ln(d_e/d_i)}{2\pi \cdot k_t \cdot n_t \cdot l_t} \right)^{-1} \quad (28)$$

- El valor del incremento de temperatura logarítmico medio es:

$$\Delta T_{lm} = \frac{(T_t - T_{in}) - (T_t - T_{out})}{\ln\left(\frac{T_t - T_{in}}{T_t - T_{out}}\right)} = \frac{T_{out} - T_{in}}{\ln\left(\frac{T_t - T_{in}}{T_t - T_{out}}\right)} \quad (29)$$

- Según (15), se despeja para obtener el valor de T_t .

$$T_t = \frac{T_{out} \cdot e^{\left(\frac{UA}{\dot{m}_s \cdot cp_s}\right)} - T_{in}}{e^{\left(\frac{UA}{\dot{m}_s \cdot cp_s}\right)} - 1} \quad (30)$$

- A la vez, como $\dot{Q}_{sales} = \dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{rad}$, se tiene:

$$T_{out} = \frac{\dot{Q}_{in} - g_{rc} \cdot \sigma \cdot (T_t^4 - T_g^4)}{\dot{m}_s \cdot cp_s} + T_{in} \quad (31)$$

Las expresiones (29), (30) y (31) son correctas en términos generales, pero hay que tener en cuenta que la temperatura de los tubos T_t no es constante de panel a panel. Esto se debe a que los helióstatos del norte tienen un coseno de reflexión más favorable que los situados en el sur. Por ello, se calcularán temperaturas intermedias a la salida de varios paneles del receptor, teniendo en cuenta la fracción de potencia \dot{Q}_{in} que llega a éstos procedente de la sección de campo correspondiente (ver Figura 54).

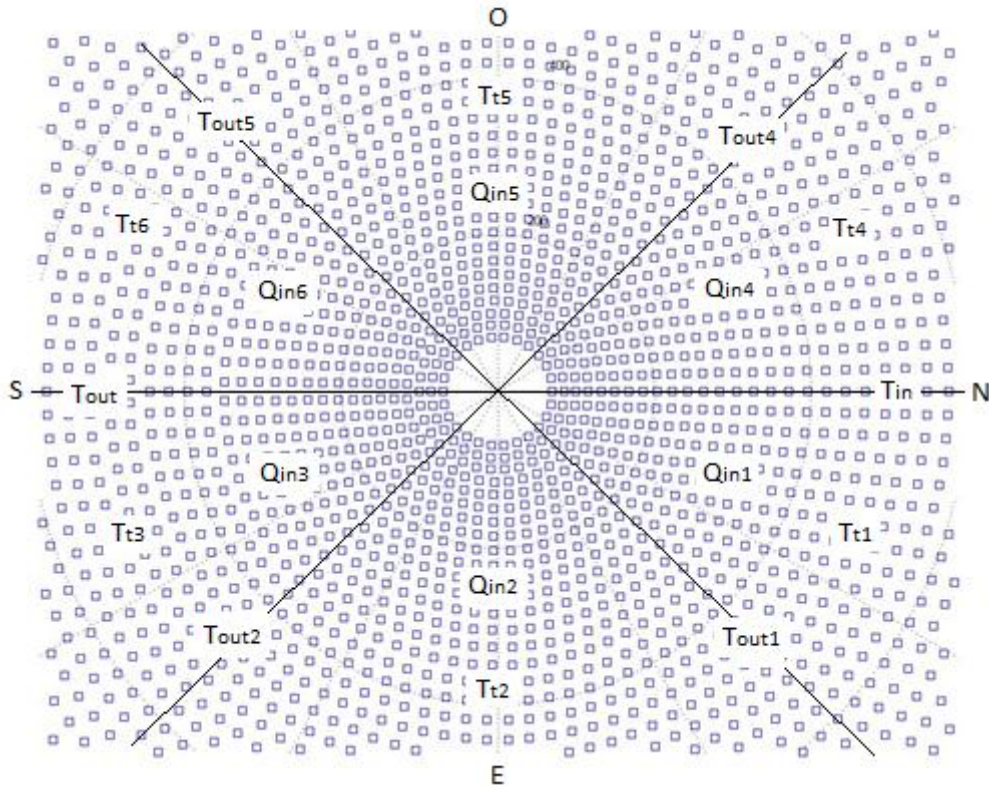


Figura 54. Divisiones del campo para cada panel del receptor.

Se inicia entonces un proceso iterativo con las ecuaciones (29), (30) y (31), que involucra al resto de expresiones desde la (25) a la (28). Dando un valor inicial a \dot{m}_s , se obtendrá un valor de T_t en (30) a partir del cual se puede obtener un valor de T_{out} en (31). Éste último se introducirá de nuevo en (30) arrojando un nuevo valor para T_v , que a su vez dará otro valor de T_{out} , y así sucesivamente hasta que la iteración converja. Siguiendo este criterio se irá avanzando por las secciones del campo descritas en la Figura 54 hasta llegar al último valor de T_{out} , que debe ser 565°C, la temperatura final de salida de las sales. Si no es así, se modifica el valor de \dot{m}_s inicial y se vuelven a repetir las operaciones. En el siguiente esquema de bloques se presentan las iteraciones de formas más clara:

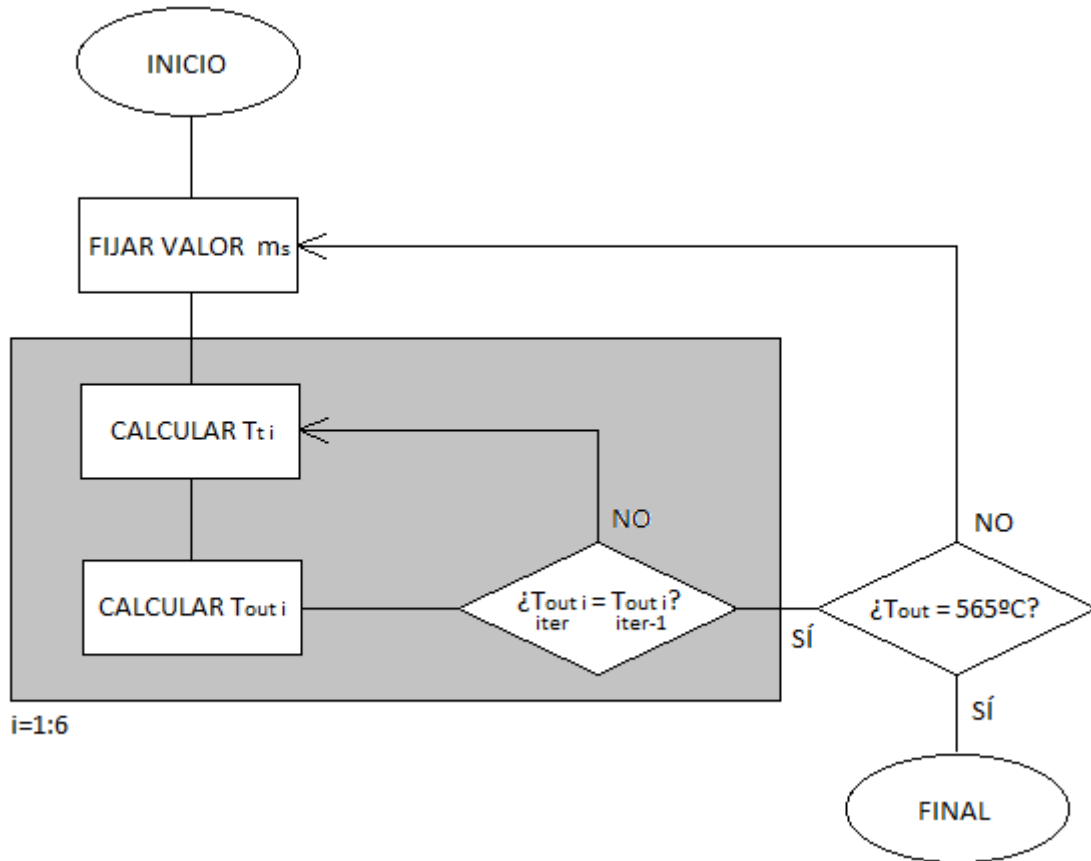


Figura 55. Diagrama de flujo de la iteración.

El caudal másico de sales que arroja la iteración es el siguiente:

$$\dot{m}_s = 398,2 \frac{kg}{s}$$

Con este caudal másico se tiene una velocidad de las sales en cada uno de los tubos de:

$$v_s = \frac{\dot{m}_s}{\rho_s \cdot n_t \cdot \pi \frac{(d_e - 2e_t)^2}{4}} \quad (32)$$

$$v_s = \frac{398,2}{1818,1 \cdot 80 \cdot \pi \frac{(0,035 - 2 \cdot 0,00125)^2}{4}} = 3,3 \frac{m}{s}$$



Resumen de los datos de diseño

DATOS DE PARTIDA	
Punto de diseño	17 Julio, 12:00h
Radiación global sobre la superficie	906,7 W/m ²
Total de helióstatos	2.647
Área reflectante total	317.640 m ²
Área del campo	177,5 ha
Altura de la torre	140 m
Diámetro/altura del receptor	8,1 x 10,6 m
Temperatura entrada/salida de las sales	290°C / 565°C
Temperatura ambiente	10°C
DATOS CALCULADOS	
Caudal másico de diseño	398,2 kg/s
Velocidad de diseño	3,3 m/s
Número de Reynolds	1,2306·10 ⁵
Número de Prandtl	4,5841
Temperatura de los tubos	T _{t1} = 387°C T _{t2} = 518°C T _{t3} = 578°C T _{t4} = 387°C T _{t5} = 518°C T _{t6} = 578°C

Tabla 8. Resumen de los datos de diseño

Se verifica que el número de Reynolds y el número de Prandtl cumplen con las condiciones de la correlación descrita en (27) que permite calcular el coeficiente convectivo para flujo interno ($Re > 10.000$ y $0,6 \leq Pr \leq 160$).

Por otro lado, las temperaturas de los tubos resultan ser idénticas tanto por la zona este como por la oeste debido a que se ha establecido el mediodía solar como punto de diseño. En ningún caso los tubos superan los 640°C considerados como límite máximo para evitar la desintegración parcial de las sales en su interior.

3.3.- DESARROLLO DEL CICLO DE POTENCIA

3.3.1. ELEMENTOS DEL CICLO RANKINE

El ciclo de potencia de una central es el subsistema en el que se transforma la energía térmica del fluido en energía mecánica que puede aprovecharse para la generación de electricidad. Un ciclo de vapor convencional está formado por cuatro elementos principales: un generador de vapor (en este caso un intercambiador de calor sales-agua), una turbina, un condensador y un sistema de bombeo. Todos estos componentes están dispuestos de forma que el fluido de trabajo recorre cada uno de ellos a lo largo del ciclo.

A continuación se pasará a desarrollar algunas consideraciones que son necesarias para el estudio del funcionamiento de estos elementos:

- **Turbina de vapor.** Es el dispositivo en el que se produce trabajo como resultado del paso del vapor sobrecalentado a través de un sistema de álabes solidarios a un eje que gira libremente. El vapor que entra a la turbina se expande hasta una presión de salida menor produciendo trabajo que se transfiere a un generador. Los balances de masa y energía en este elemento son los siguientes:

- Balance de masa:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m} \quad (33)$$

- Balance de energía:

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_e \cdot \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \cdot \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + g \cdot z_s \right) \quad (34)$$

El sistema se encuentra en estado estacionario, sin aporte de calor y el incremento de energía cinética y potencial se puede considerar despreciable. Por ello:

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = 0 = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_e \cdot \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \cdot \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + g \cdot z_s \right) \quad (35)$$

$$\dot{W}_t = \dot{m} \cdot (h_e - h_s) > 0 \quad (36)$$

- Rendimiento:

$$\eta_t = \frac{\dot{W}_{real}}{\dot{W}_{ideal}} = \frac{(h_e - h_s)_{real}}{(h_e - h_s)_{ideal}} \quad (37)$$

- **Bomba.** Es un elemento en el que el trabajo consumido se utiliza para modificar el estado del líquido.

- Balance de masa:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$$

- Balance de energía:

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = 0 = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_e \cdot \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \cdot \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + g \cdot z_s \right)$$

$$\dot{W}_b = \dot{m} \cdot (h_e - h_s) < 0 \quad (38)$$

- Rendimiento:

$$\eta_b = \frac{\dot{W}_{ideal}}{\dot{W}_{real}} = \frac{(h_e - h_s)_{ideal}}{(h_e - h_s)_{real}} \quad (39)$$

- **Condensador.** Se trata de un intercambiador de calor cuya función principal consiste en disminuir la temperatura del vapor a la salida de la turbina, condensándolo y transformándolo en líquido para que pueda volver a la bomba y continuar con el ciclo. El sistema que se suele utilizar en estas plantas es de condensación por aire en flujo cruzado (Figura 56). El balance de masa y energía para un condensador de flujo cruzado es el siguiente:

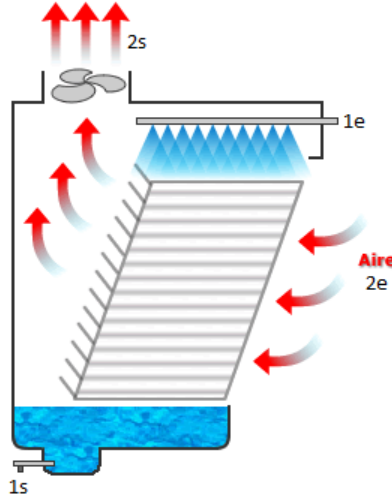


Figura 56. Intercambiador de calor en flujo cruzado

- Balance de masa:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{1e} &= \dot{m}_{1s} = \dot{m}_1 \\ \dot{m}_{2e} &= \dot{m}_{2s} = \dot{m}_2 \end{aligned} \quad (40)$$

- Balance de energía:

$$\begin{aligned} \frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_1 \cdot \left(h_{1e} + \frac{c_{1e}^2}{2} + g \cdot z_{1e} - h_{1s} - \frac{c_{1s}^2}{2} - g \cdot z_{1s} \right) + \\ + \dot{m}_2 \cdot \left(h_{2e} + \frac{c_{2e}^2}{2} + g \cdot z_{2e} - h_{2s} - \frac{c_{2s}^2}{2} - g \cdot z_{2s} \right) \end{aligned} \quad (41)$$

De nuevo, el sistema se encuentra en estado estacionario, y el incremento de energía cinética y potencial se puede considerar despreciable. El calor transferido de un fluido a otro resulta ser:

$$\dot{Q}_{12} = \dot{m}_1 \cdot (h_{1e} - h_{1s}) = \dot{m}_2 \cdot (h_{2s} - h_{2e}) \quad (42)$$

- **Generador de vapor.** Se trata de un intercambiador de calor cuya función principal consiste en aumentar la temperatura del agua a la salida del sistema de bombeo, evaporándolo y sobrecalentándolo para que pueda continuar hacia la turbina de vapor. Al igual que en el caso del condensador, lo que realmente interesa conocer de estos intercambiadores es el calor que se transfiere del fluido caliente, que es la sal fundida, al fluido frío, que es el agua.

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_1 \cdot (h_{1e} - h_{1s}) = \dot{m}_2 \cdot (h_{2s} - h_{2e}) \quad (43)$$

3.3.2. DESARROLLO DEL PROBLEMA

Para el desarrollo del ciclo Rankine se ha considerado un sencillo modelo representativo con recalentamiento (Figura 57) en el que los procesos presentan irreversibilidades y donde los rendimientos de las etapas de la turbina y de las bombas son del 87%.

Descripción del ciclo

En primer lugar, y sabiendo que la sal fundida que circula por el intercambiador lo hace a una temperatura de 565°C, se considera que el generador de vapor eleva la temperatura del mismo hasta los 520°C. Este vapor continúa hasta la turbina y entra en ella a una presión de 100 bares. La turbina de alta presión expande el vapor hasta una presión intermedia de recalentamiento de 15 bares, y se eleva de nuevo la temperatura hasta los 500°C.

Posteriormente, la turbina de baja presión expande el vapor hasta una presión de 0,08 bares, que se hace pasar por el condensador, desde donde el agua saturada pasará al sistema de bombeo, que elevará la presión de nuevo hasta los 100 bares.

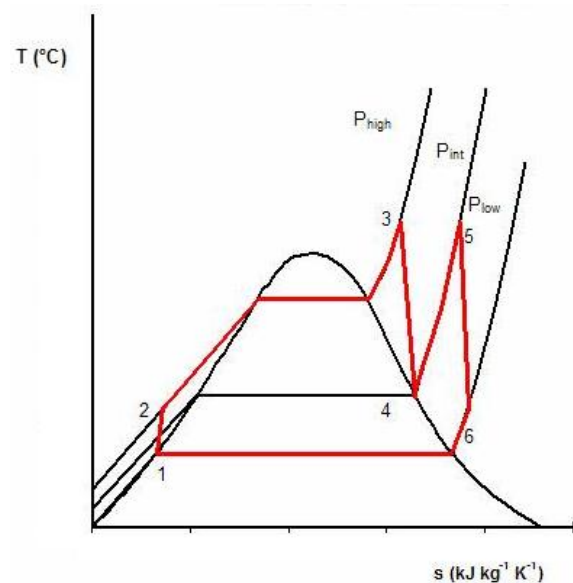


Figura 57. Diagrama T-s de un ciclo Rankine con recalentamiento



Análisis del ciclo

Punto 3. La presión del vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina de alta es de 100 bares, y la temperatura de 520°C. Los valores de entalpía específica y entropía para estas condiciones del vapor son:

$$h_3 = 3425 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_3 = 6,6622 \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

Punto 4. En el estado del punto 4, se conoce que la presión es de 15 bares. Para hallar la entalpía específica de este punto hay que tener en cuenta las irreversibilidades en la turbina.

$$\eta_t = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} = 0,87 \quad (44)$$

Donde $h_{4s} = 2899,3 \text{ kJ/kg}$ es la entalpía específica correspondiente al estado 4s, resultado de la evolución isoentrópica desde el estado 3. Por tanto:

$$h_4 = h_3 - \eta_t \cdot (h_3 - h_{4s}) = 2967,6 \frac{kJ}{kg}$$

Punto 5. Tras el recalentamiento, el vapor sobrecalentado se encuentra a 15 bares y 500°C. Según la tabla de propiedades del agua, le corresponde una entalpía y entropía de:

$$h_5 = 3473 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_5 = 7,5698 \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

Punto 6. Al igual que ocurría en el punto 4, es necesario tener en cuenta las irreversibilidades de la turbina de baja. Además, en este caso, el punto 6 presenta una mezcla agua-vapor a 0,08 bares de presión de la que será necesaria obtener el título para calcular su entalpía específica. Para ello se conocen los valores de entropía y entalpía para líquido (subíndice f) y vapor (subíndice g) saturados para la presión evaluada:

$$x_6 = \frac{s_6 - s_f}{s_g - s_f} = \frac{s_5 - 0,5926}{8,2287 - 0,5926} = 0,9137 \quad (45)$$

$$h_{6s} = x_6 \cdot h_g + (1 - x_6) \cdot h_f \quad (46)$$

$$h_{6s} = 0,9137 \cdot 2577 + (1 - 0,9137) \cdot 173,88 = 2369,6 \frac{kJ}{kg}$$

$$h_6 = h_5 - \eta_t \cdot (h_5 - h_{6s}) = 2513,1 \frac{kJ}{kg} \quad (47)$$

Punto 1. Después de pasar por el condensador, se obtiene líquido saturado a 0,08 bares, con las siguientes propiedades:

$$h_1 = 173,88 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_1 = 0,5926 \frac{kJ}{kg \cdot K}$$

Punto 2. El líquido saturado pasa a través del sistema de bombeo, que le hace incrementar su presión hasta los 100 bares, dando como resultado líquido subenfriado. Para calcular sus propiedades, habrá que tener en cuenta las irreversibilidades de las bombas:

$$\eta_b = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} = 0,87 \quad (48)$$

El valor de $h_{2s} = 184,36 \text{ kJ/kg}$ correspondiente al estado 2s, resultado de la evolución isoentrópica desde el estado 1. Por tanto:

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2s} - h_1}{\eta_b} = 185,93 \frac{kJ}{kg}$$

El resumen de los datos del ciclo se puede encontrar en las siguientes tablas:

T3 (temperatura de entrada a la turbina de alta)	520°C
P3 (presión de entrada a la turbina de alta)	100 bar
T5 (temperatura de entrada a la turbina de baja)	500°C
P5 (presión de entrada a la turbina de baja)	15 bar
P6 (presión del condensador)	0,08 bar

Tabla 9. Datos de entrada del ciclo Rankine con recalentamiento

Estado	Entalpía específica, h (kJ/kg)
1	173,88
2	185,93
3	3425
4	2967,6
5	3473
6	2513,1

Tabla 10. Entalpías de los puntos significativos del ciclo Rankine con recalentamiento

La potencia térmica que se intercambia con el ciclo se puede calcular del siguiente modo (se supondrá un 5% de pérdidas de calor de las sales desde la torre hasta el intercambiador):

$$\dot{Q}_{int} = 0,95 \cdot \dot{Q}_{sales} = 0,95 \cdot \dot{m}_s \cdot c_{p_s} \cdot dT \quad (49)$$

En donde:

- \dot{m}_s es el flujo másico de sales en kg/s
- c_{p_s} es el calor específico de las sales
- dT es el diferencial de temperatura

$$\dot{Q}_{int} = 0,95 \cdot 398,2 \frac{kg}{s} \cdot \int_{290}^{565} (1443 + 0,172 \cdot T) dT = 152,6MW$$

Flujo másico de agua

$$\dot{m}_a = \frac{\dot{Q}_{int}}{\dot{Q}_g} = \frac{133,5MW}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} = 4,07 \cdot 10^4 \frac{kg}{s} \quad (50)$$

Rendimiento del ciclo

$$\eta = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_g}{\dot{m}}} = \frac{(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} = 0,3753 = 37,53\% \quad (51)$$

Potencia neta del ciclo

$$\dot{W}_{ciclo} = \dot{W}_t - \dot{W}_b = \dot{m}_a \cdot [(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)] = 57,26MW \quad (52)$$

La potencia del ciclo calculada en (52) corresponde a la potencia en el punto de diseño, lo que corresponde a la potencia máxima que puede alcanzar la central en el mes de julio (mes elegido para el punto de diseño). Sin embargo, como la potencia intercambiada varía constantemente en el tiempo, resulta interesante realizar estos mismos cálculos atendiendo a un valor medio de \dot{m}_s para la fecha del punto de diseño. Para cada hora se obtiene un valor de \dot{m}_s diferente, teniendo en cuenta los datos de radiación solar proporcionados en la Figura 39. Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

AST (Apparent Solar Time)	I_0 (W/m ²)	\dot{m}_s (kg/s)
7/17 h	329,6	90
8/16 h	506,4	184,2
9/15 h	667,3	265,4
10/14 h	795,7	335,2
11/13 h	878,4	382
12 h	906,7	398,2
MEDIA	-	264,7

Tabla 11. Valores de flujo másico para diferentes horas

Tomando como referencia este valor medio para el caudal másico de sales, el valor de la potencia media intercambiada con el ciclo según (49) resulta:

$$\overline{\dot{Q}_{int}} = 0,95 \cdot 264,7 \frac{kg}{s} \cdot \int_{290}^{565} (1443 + 0,172 \cdot T) dT = 101,42MW$$

Flujo másico medio de agua

$$\overline{\dot{m}_a} = \frac{\overline{\dot{Q}_{int}}}{\dot{Q}_g} = \frac{88,75MW}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} = 2,7 \cdot 10^4 \frac{kg}{s} \quad (53)$$



Rendimiento medio del ciclo

$$\eta = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_g}{\dot{m}}} = \frac{(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} = 0,3753 = 37,53\% \quad (54)$$

Potencia neta media del ciclo

$$\overline{\dot{W}_{ciclo}} = \dot{W}_t - \dot{W}_b = \overline{\dot{m}_a} \cdot [(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)] = 38,06 MW \quad (55)$$

La **potencia media** durante las aproximadamente **11 horas** de radiación solar que existen el día del punto de diseño (Figura 39) es de 38 MW, lo que supone una energía total de 418 MWh (38MW x 11h). Si esta energía se divide entre las 24 h del día, se consigue producir a lo largo de toda la jornada con una potencia media aproximada de 17,4 MW (418 MWh / 24 h).

Así pues, la potencia que puede mantenerse a la salida de la turbina a lo largo del día elegido para el punto de diseño es **17 MW** aproximadamente, tal y como se especifica en las características de la planta Gemasolar enunciadas en el Capítulo 1.8.1.

Por tanto, puede decirse que el diseño realizado en este proyecto para una planta termosolar de receptor central, aún con las aproximaciones y simplificaciones que han sido propuestas, reflejan de forma bastante fiel la realidad de una central de este tipo.



CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el capítulo anterior se detallaron de forma minuciosa los cálculos necesarios para llevar a cabo el diseño de una central solar de receptor central cilíndrico vertical con tecnología de almacenamiento de sales fundidas. A partir de un punto inicial de diseño se dimensionaron los elementos principales de la instalación: el campo de helióstatos, el receptor central, los tanques de almacenamiento de sales y el ciclo de potencia.

En este capítulo se realizará un análisis de la operación y producción eléctrica de la planta a partir de los resultados de diseño obtenidos anteriormente, y se comparará este modelo de diseño con otro alternativo sin capacidad de almacenamiento.

4.1.- ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA PLANTA

Dada la complejidad de una planta termosolar de este tipo, con tanques de almacenamiento capaces de entregar energía a la turbina durante un elevado número de horas, además de contar con hibridación mediante calderas de gas natural, cabe destacar que la operación de una central de estas características no es ni mucho menos sencilla.

Una de las principales virtudes de esta tecnología es la capacidad de gestionar la producción. El ajuste a las curvas de demanda o a las estimaciones proporcionadas al operador se consigue principalmente mediante el uso del almacenamiento y la hibridación.

El sistema de almacenamiento térmico tiene como objetivos estratégicos alargar la producción de un día claro o compensar periodos del día nublados.

En cuanto a la hibridación, el aporte de energía a la planta mediante gas está limitado por ley al 15% de la producción eléctrica como máximo.

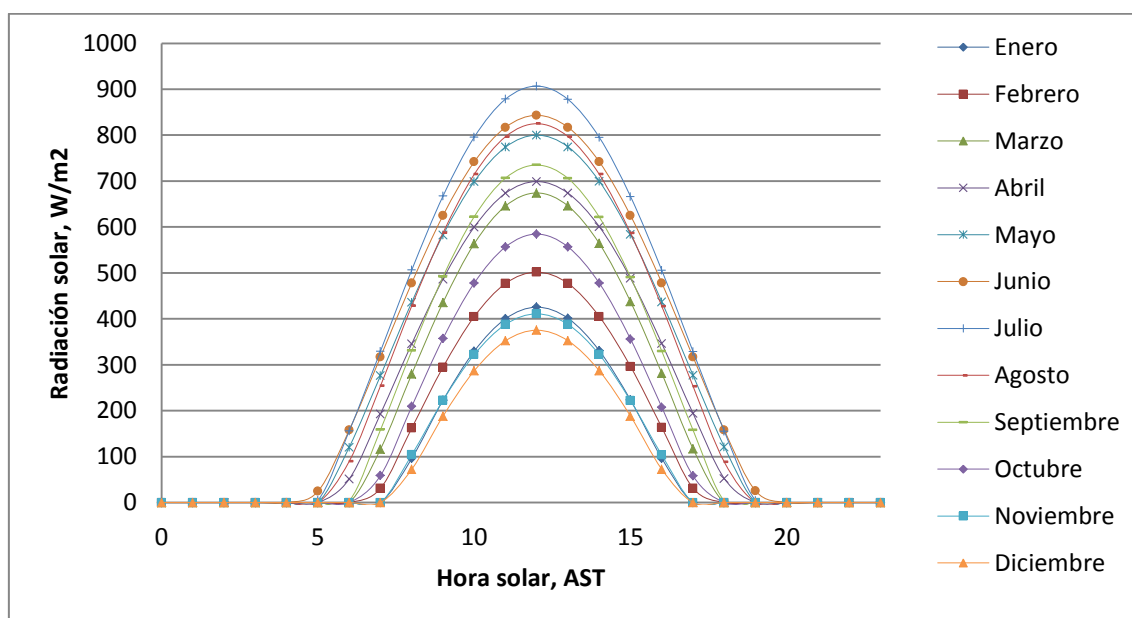
La producción anual de la planta no se puede determinar con certeza, dado que cada año la insolación es diferente. Sin embargo, gracias a las numerosas medidas realizadas a lo largo del tiempo, se pueden obtener resultados bastante aproximados.

En la Figura 39 se recogen los valores de radiación solar en Sevilla en el plano horizontal para un día específico de cada mes (Tabla 12) (Kalogirou, 2009):

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Día del mes	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
Día del año	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Tabla 12. Días de recogida de medidas recomendados para cada mes

La citada Figura 39 se puede representar de forma gráfica, permitiendo observar de forma más clara cómo evoluciona la radiación a lo largo del día en función del mes (Gráfica 3):



Gráfica 3. Radiación global horaria para cada mes

Como resulta evidente, en los meses de verano se alcanzan, para cada franja horaria, los valores de radiación solar más elevados, mientras que los meses de invierno ocupan la zona inferior de la gráfica con los valores de radiación solar más bajos. También cabe destacar el hecho de que las ‘campanas’ formadas por los meses de verano son considerablemente más anchas que las de los meses de invierno, consecuencia del mayor número de horas de sol existentes en la temporada estival.

4.1.1. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN HORARIA

Las centrales termosolares se ven condicionadas en su producción por la disponibilidad del recurso solar. En las horas centrales del día, la producción energética de estas plantas es



máxima, teniendo la opción de verter toda esta energía a la red o almacenarla en los tanques para su uso durante las horas de menor radiación solar o, directamente, en ausencia de ésta.

En las siguientes gráficas se mostrará la producción energética horaria de la planta solar para un día seleccionado de cada mes. Para ello será necesario rehacer, para cada hora, todos los cálculos desde las ecuaciones (5)-(11), que permiten conocer la orientación de los espejos; pasando por las ecuaciones (14)-(32), con las que se obtiene, entre otras cosas, el valor del caudal másico de sales \dot{m}_s ; hasta las ecuaciones (49)-(52), en las que finalmente se obtiene la potencia del ciclo \dot{W}_{ciclo} .

En base a la producción energética horaria de la planta solar para cada mes, se realizarán una serie de cálculos para determinar las horas que podría estar en funcionamiento la central manteniendo una producción continua de 17 MWe.

En la Tabla 13 y en la Tabla 14, se presenta calculada la potencia horaria del ciclo, en MW, para cada mes del año:

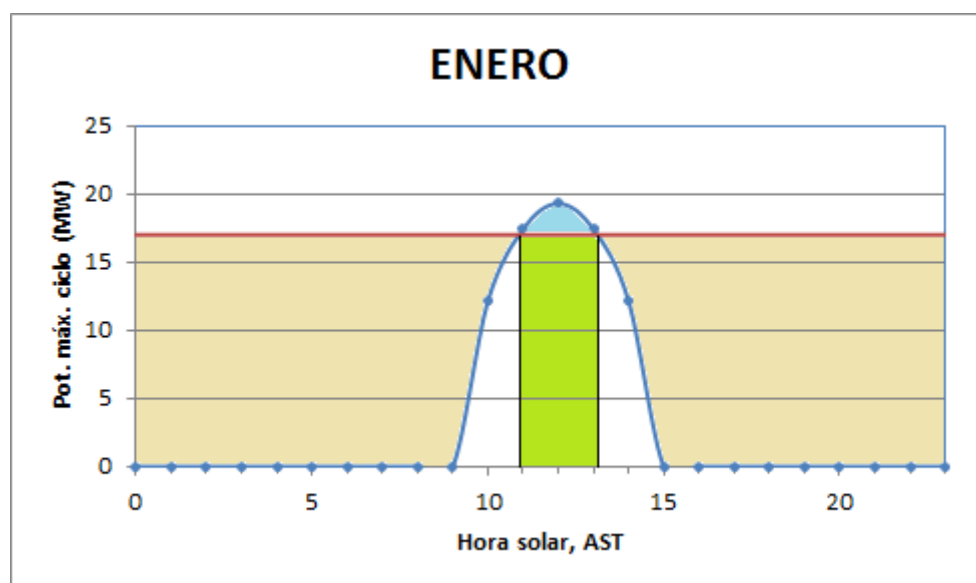
h	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	9,19485	12,19725
8	0	0	8,74449	14,18634	20,94174	24,09426
9	0	9,72027	20,34126	24,80733	32,12568	35,35326
10	12,12219	18,05193	28,10997	33,62688	41,32053	44,58564
11	17,41392	23,53131	36,36657	39,51909	47,2878	50,6655
12	19,29042	25,44534	38,58084	41,635782	49,38948	52,80471
13	17,41392	23,53131	36,36657	39,51909	47,2878	50,6655
14	12,12219	18,05193	28,10997	33,62688	41,32053	44,58564
15	0	9,72027	20,34126	24,80733	32,12568	35,35326
16	0	0	8,74449	14,18634	20,94174	24,09426
17	0	0	0	0	9,19485	12,19725
18	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
SUMA	78,36264	128,05236	225,70542	265,915062	351,13068	386,59653

Tabla 13. Potencia horaria del ciclo (en MW) para los meses de enero a junio

h	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	12,94785	7,24329	0	0	0	0
8	25,85817	20,04102	12,64761	0	0	0
9	38,16801	32,05062	24,54462	14,37399	0	0
10	48,22605	42,0336	34,5276	23,38119	11,78442	8,74449
11	54,94392	48,45123	41,13288	29,34846	16,77591	13,84857
12	57,23325	50,77809	43,42221	31,5252	18,50229	15,61248
13	54,94392	48,45123	41,13288	29,34846	16,77591	13,84857
14	48,22605	42,0336	34,5276	23,38119	11,78442	8,74449
15	38,16801	32,05062	24,54462	14,37399	0	0
16	25,85817	20,04102	12,64761	0	0	0
17	12,94785	7,24329	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0
SUMA	417,52125	350,41761	269,12763	165,73248	75,62295	60,7986

Tabla 14. Potencia horaria del ciclo (en MW) para los meses de julio a diciembre

Enero

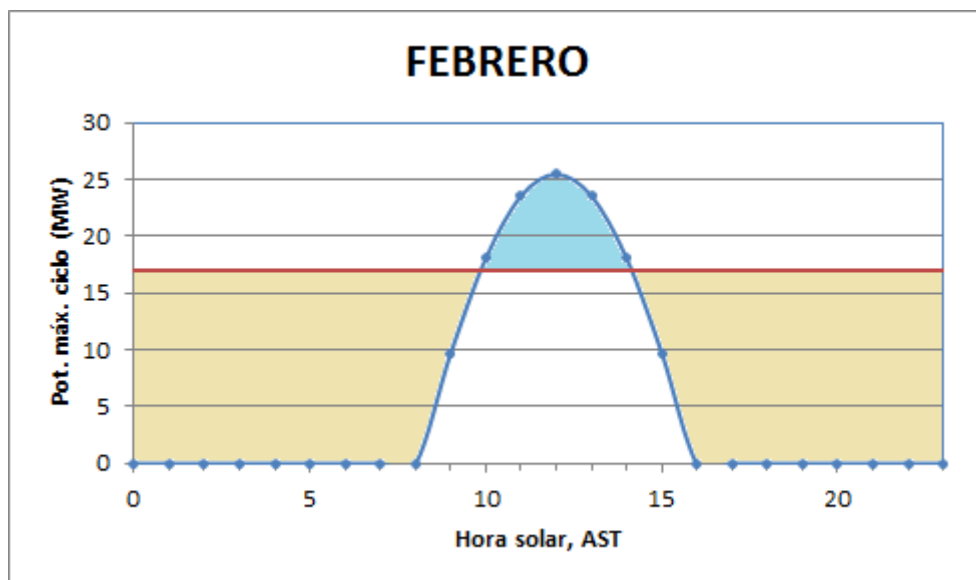


Gráfica 4. Producción horaria máxima de la planta para el mes de enero

En la Gráfica 4 se puede observar, pintada de color azul, la potencia máxima que podría generar la planta cada hora. En rojo se marca la referencia de 17 MW que permite apreciar el exceso de producción (si la línea azul se encuentra por encima) o el defecto (si se encuentra por debajo). El área rellena en tono azulado representa el exceso de energía que puede ser destinada, previo almacenamiento, a incrementar la producción del resto de la franja horaria marcada en tono grisáceo.

El área bajo la curva de potencia, que representa la energía generada a lo largo del día, tiene un valor de $Q_{gen} = 78 \text{ MWh}$ (Tabla 13). Si se eliminan las aproximadamente 2 horas centrales pintadas en verde en las que la producción puede mantenerse a 17MW sin necesidad de almacenamiento o hibridación, que corresponden a $Q_{17} = 34 \text{ MWh}$ de energía (17MW x 2h), queda un 'sobrante' de energía de $78 - 34 = 44 \text{ MWh}$. Este remanente permitiría producir a una potencia de 17 MW durante aproximadamente **2,6 horas** más ($44 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 2,58 \text{ h}$) en el momento del día en que se estimase oportuno.

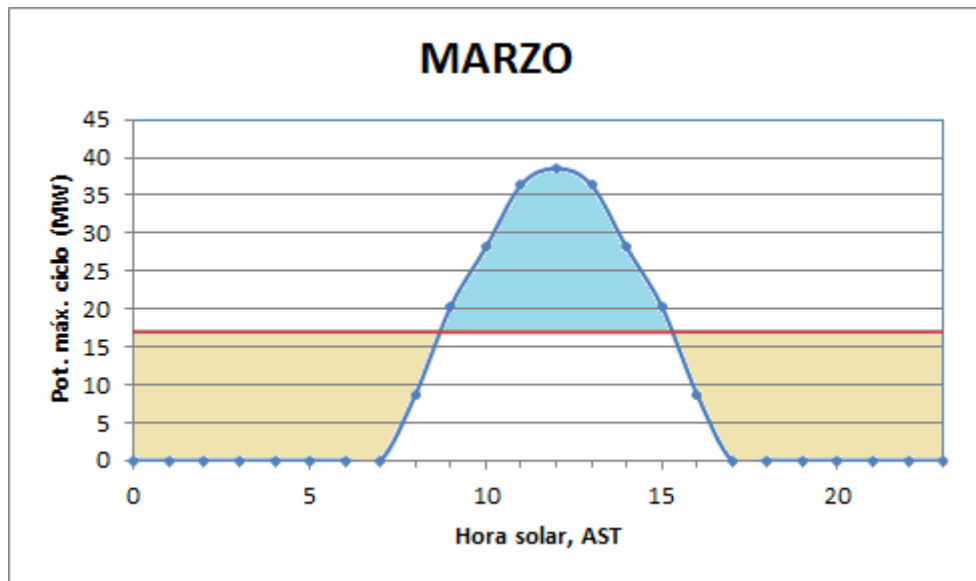
Febrero



Gráfica 5. Producción horaria máxima de la planta para el mes de febrero

De forma análoga al caso anterior, el área total bajo la curva supone una energía generada a lo largo del día 128 MWh (Tabla 13). Eliminando las aproximadamente 4,5 horas en las que la producción puede mantenerse a 17 MW sin necesidad de almacenamiento o hibridación, que corresponden a 76,5 MWh de energía, nos queda un 'sobrante' de energía de $128 - 76,5 = 51,5 \text{ MWh}$. Este remanente daría para producir a una potencia de 17 MW durante **3 horas**.

Marzo

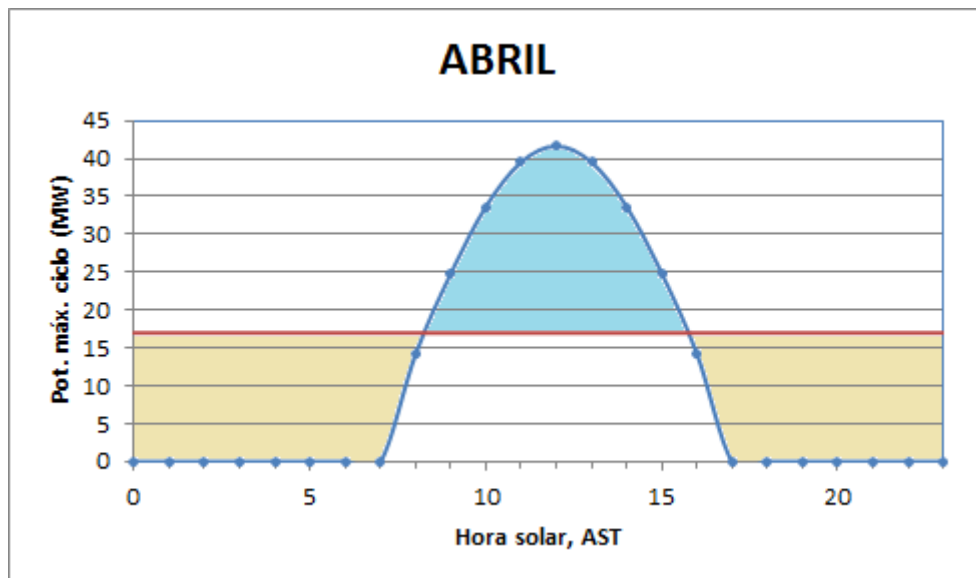


Gráfica 6. Producción horaria máxima de la planta para el mes de marzo

$$Q_{gen} - Q_{17} = 225,7 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 6,5 \text{ h} = 115,2 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 115,2 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 6,8 \text{ h}$$

Abril

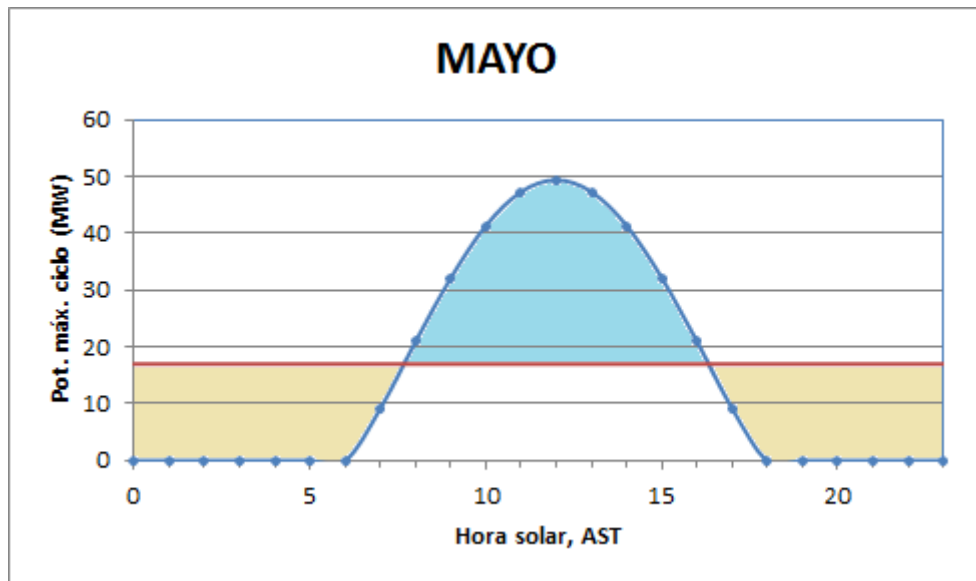


Gráfica 7. Producción horaria máxima de la planta para el mes de abril

$$Q_{gen} - Q_{17} = 265,9 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 7,5 \text{ h} = 138,4 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 138,4 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 8,15 \text{ h}$$

Mayo

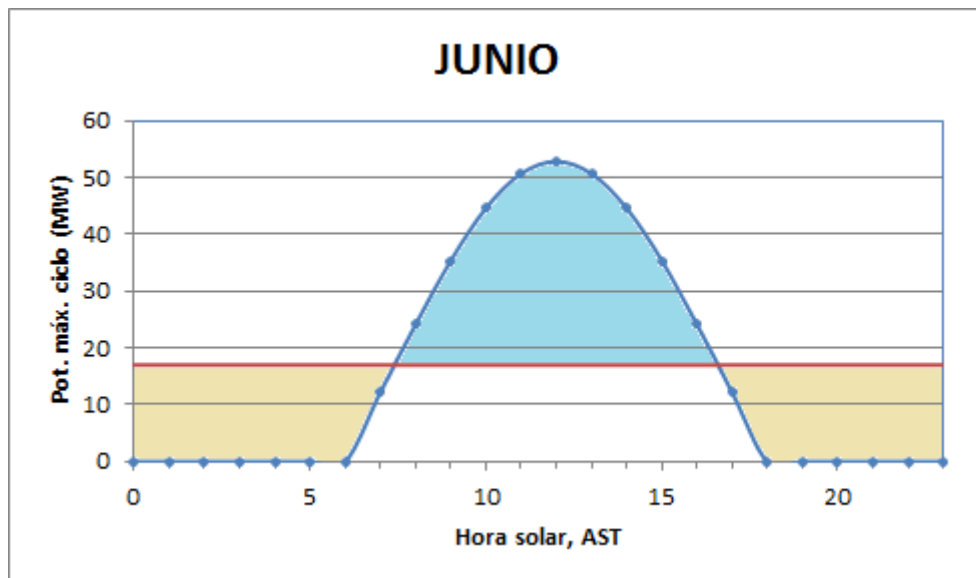


Gráfica 8. Producción horaria máxima de la planta para el mes de mayo

$$Q_{gen} - Q_{17} = 351,1 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 8,5 \text{ h} = 206,6 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 206,6 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 12,15 \text{ h}$$

Junio

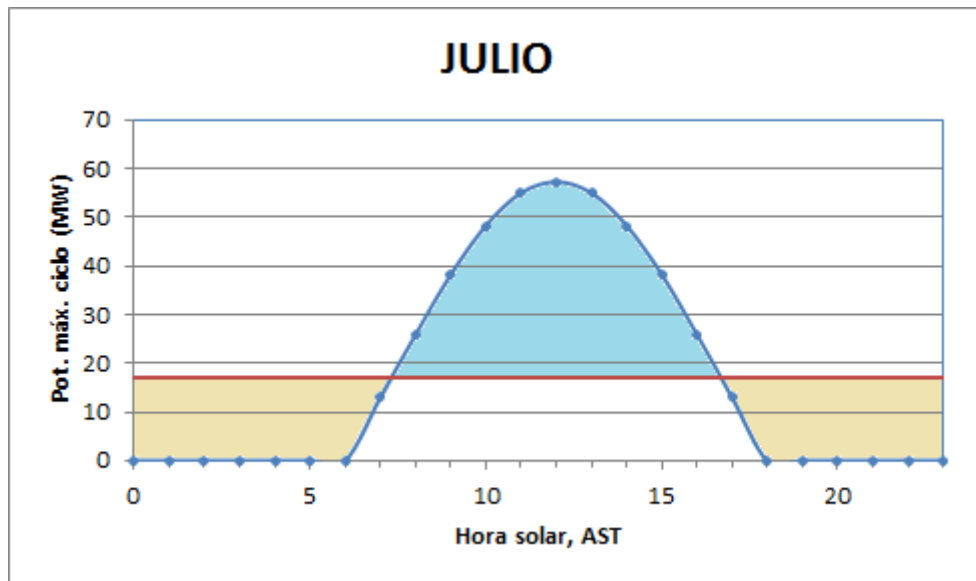


Gráfica 9. Producción horaria máxima de la planta para el mes de junio

$$Q_{gen} - Q_{17} = 386,6 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 9 \text{ h} = 233,6 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 233,6 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 13,75 \text{ h}$$

Julio



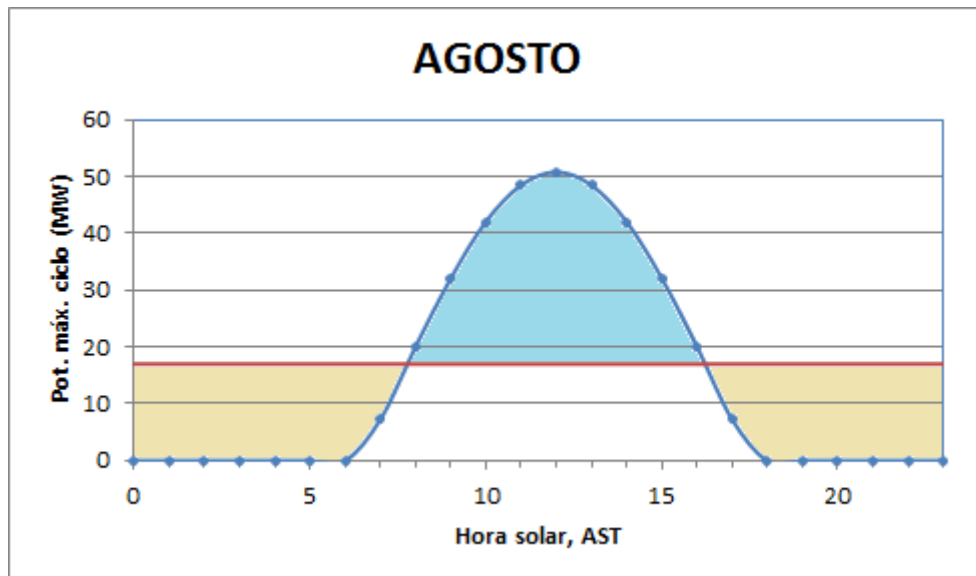
Gráfica 10. Producción horaria máxima de la planta para el mes de julio

$$Q_{gen} - Q_{17} = 417,5 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 9 \text{ h} = 264,5 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 264,5 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 15,5 \text{ h}$$

Como se puede apreciar, el valor de $Q_{gen} = 417,5 \text{ MWh}$, es prácticamente igual al dato de 418 MWh obtenido tras (55) y a partir del cual, en primera aproximación, se sugirió que la potencia media del ciclo era de 17 MW.

Agosto

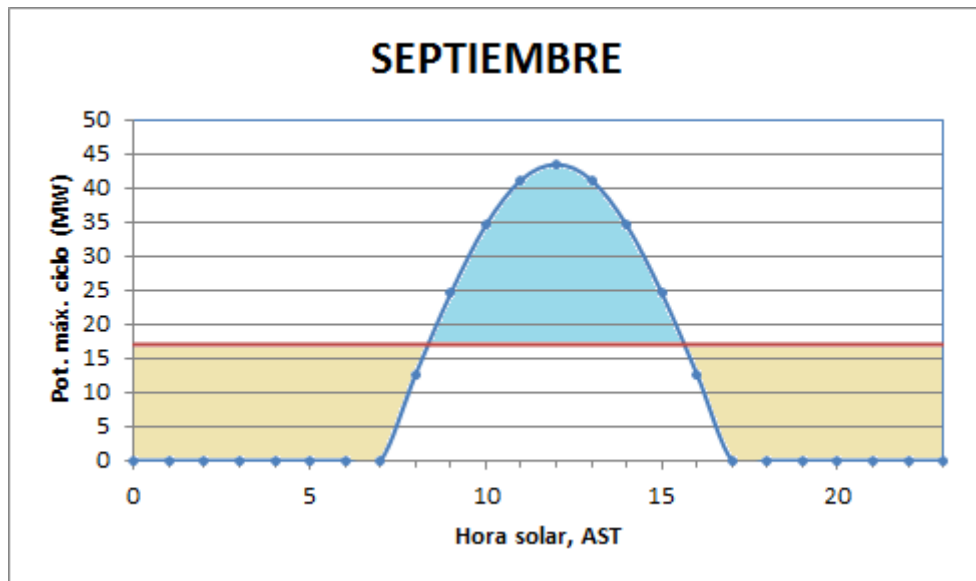


Gráfica 11. Producción horaria máxima de la planta para el mes de agosto

$$Q_{gen} - Q_{17} = 350,4 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 8,5 \text{ h} = 205,9 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 205,9 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 12,1 \text{ h}$$

Septiembre

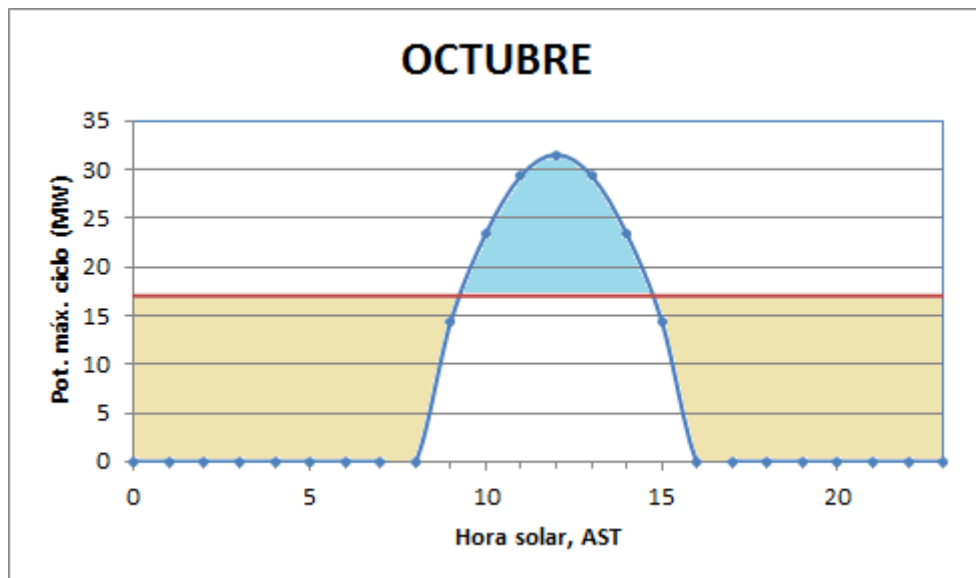


Gráfica 12. Producción horaria máxima de la planta para el mes de septiembre

$$Q_{gen} - Q_{17} = 269,1 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 7,5 \text{ h} = 141,6 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 141,6 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 8,3 \text{ h}$$

Octubre

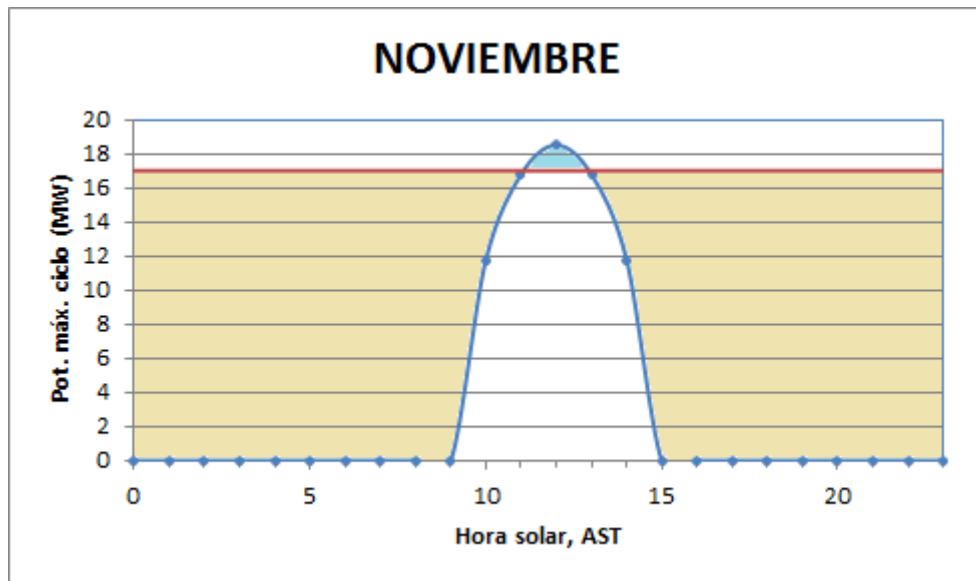


Gráfica 13. Producción horaria máxima de la planta para el mes de octubre

$$Q_{gen} - Q_{17} = 165,7 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 5,5 \text{ h} = 72,2 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 72,2 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 4,25 \text{ h}$$

Noviembre

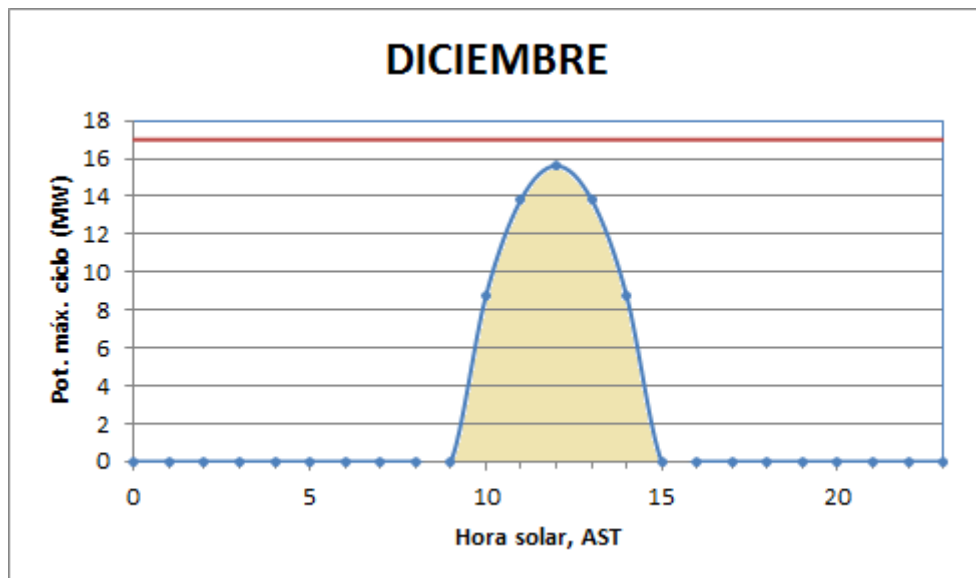


Gráfica 14. Producción horaria máxima de la planta para el mes de noviembre

$$Q_{gen} - Q_{17} = 75,6 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 2 \text{ h} = 41,6 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 41,6 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 2,4 \text{ h}$$

Diciembre



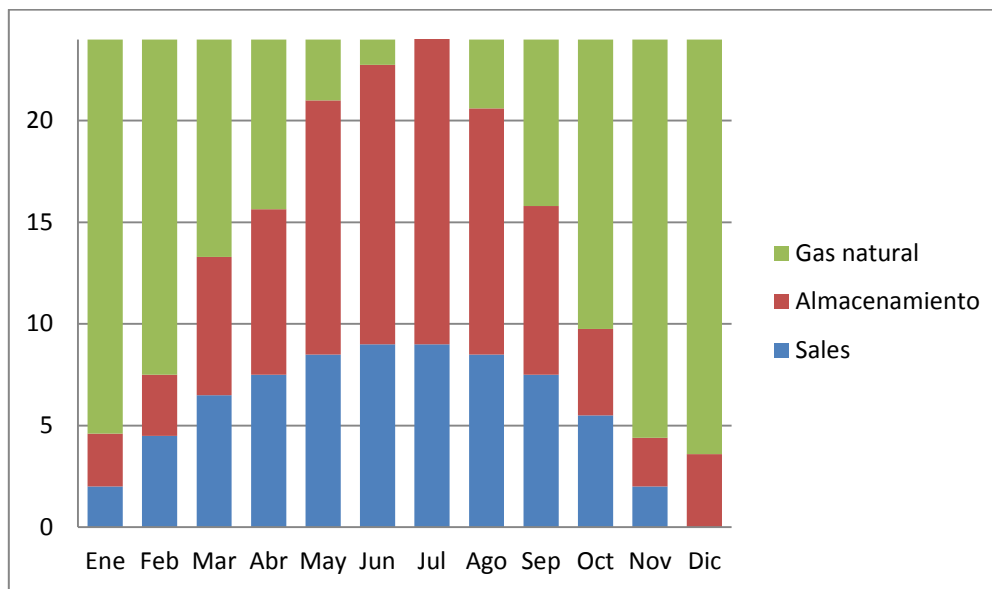
Gráfica 15. Producción horaria máxima de la planta para el mes de diciembre

$$Q_{gen} - Q_{17} = 60,8 \text{ MWh} - 17 \text{ MW} \cdot 0 \text{ h} = 60,8 \text{ MWh}$$

$$h_{alm} = 60,8 \text{ MWh} / 17 \text{ MW} = 3,6 \text{ h}$$

Distribución de la producción

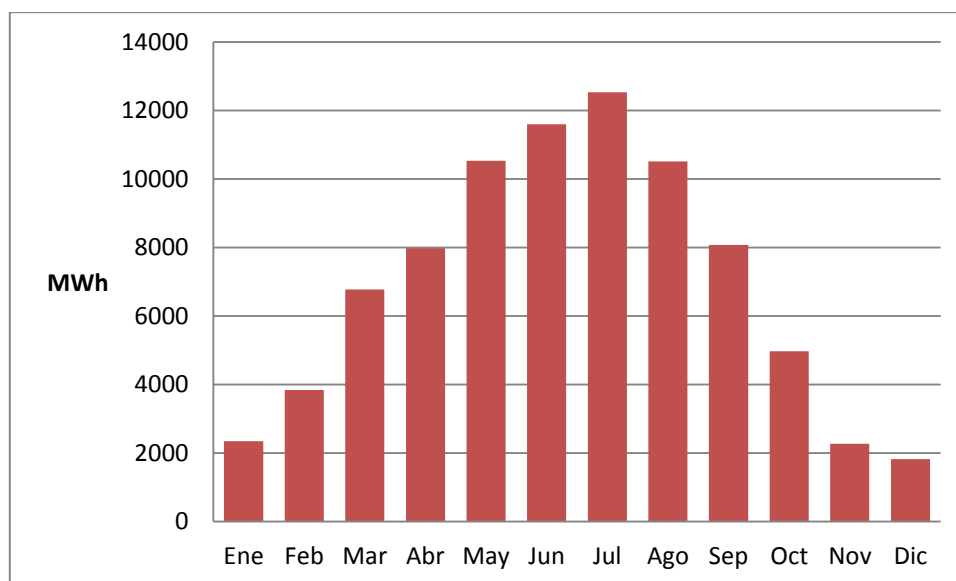
En la siguiente gráfica se muestra, para los valores recogidos, la distribución horaria de la producción. Es decir, el número de horas de uso de la energía disponible que resultaría cada día del mes para lograr una producción de 17MW eléctricos de forma continuada durante las 24 horas (en la gráfica no se tiene en cuenta la limitación del 15% en el uso de gas natural como apoyo):



Gráfica 16. Horas de utilización de la energía diaria disponible

4.1.2. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ANUAL

A partir de los valores de radiación solar de la Figura 39 y de lo ya visto en el anterior apartado anterior, puede calcularse, para cada mes, la producción eléctrica de la planta (sin tener en cuenta la contribución tope de gas natural de hibridación que permite la legislación vigente).



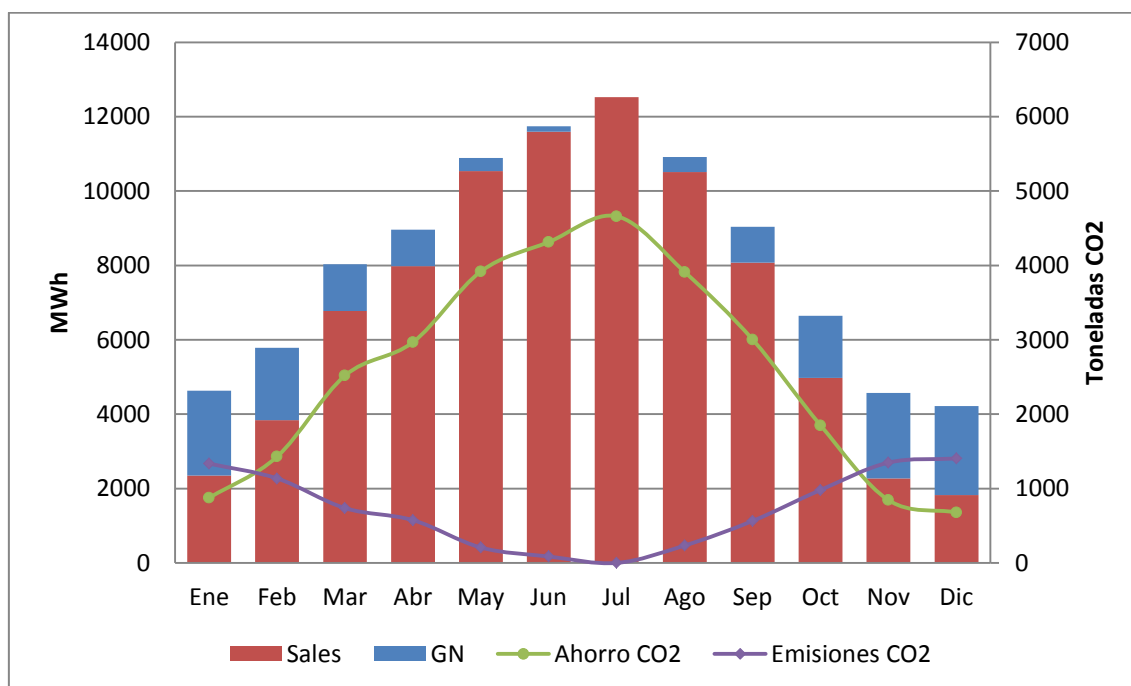
Gráfica 17. Producción eléctrica mensual

En la gráfica 17 se pueden distinguir tres clases de mes en función de la producción.

- En primer lugar, los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre tienen una producción que no llega a alcanzar los 5 GWh. En estos meses el modo de operación de la planta es altamente complejo. La nubosidad de los días invernales hace que se tenga que debatir entre arrancar la turbina o hacerlo, generalmente, a carga parcial. Para este tipo de meses, una buena predicción meteorológica a corto plazo suele suponer un considerable aumento de la eficiencia del sistema.
- En segundo lugar, los meses de marzo, abril, septiembre y octubre. Estos meses primaverales u otoñales tienen una producción que apenas alcanza los 8 GWh. La transición entre el verano y el invierno supone un clima cambiante entre días nubosos y soleados que hacen que la producción alcance valores positivos significativos, pero aún sin alcanzar cotas máximas.
- Por último, los meses centrales del año, como son mayo, junio, julio y agosto, son aquellos en los que la producción alcanza valores máximos debido a la gran proporción de días soleados.

En total, la producción anual de la planta termosolar de receptor central de 17 MWe situada en Sevilla es de 85 GWh/año, a lo que si se añade el 15% permitido de hibridación de gas natural, resulta una **producción eléctrica anual de 100 GWh/año**, con una **capacidad de utilización** de la planta a lo largo del año del **67%**.

La cantidad de emisiones de una planta de ciclo combinado de gas natural para la producción de electricidad, según el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 (PER) (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2005), es de 0,372 kg. de CO₂ por cada kWh eléctrico, aproximadamente. Esto quiere decir que una planta termosolar de este tipo, capaz de producir 85 GWh/año únicamente a partir de la energía solar, permite un **ahorro de 31.620 toneladas de CO₂ al año** ($85 \cdot 10^6 \cdot 0,372 = 31.620.000 \text{kg}$).



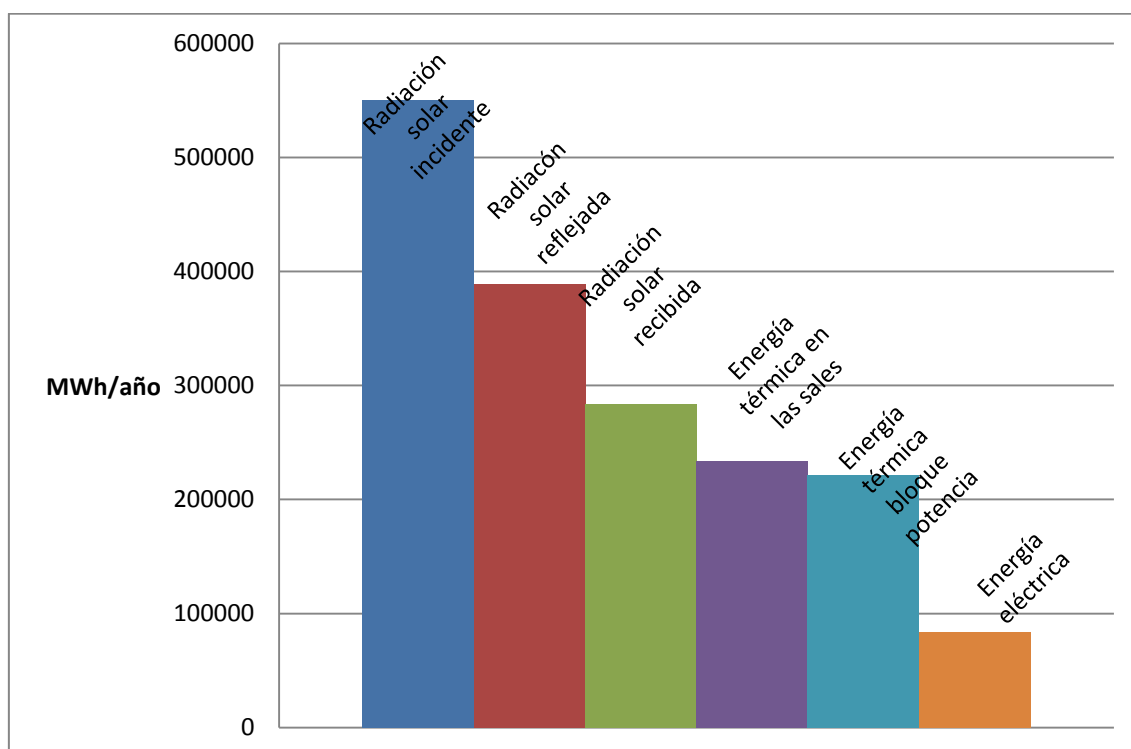
Gráfica 18. Producción eléctrica mensual con aporte de gas natural. Ahorro y emisiones de CO₂

En la Gráfica 18, evolución de la anterior, se muestra una posible distribución del 15% de la energía permitida mediante hibridación de gas natural, además del ahorro en CO₂ que supone mes a mes la central (línea verde) y el total de emisiones mensuales por el uso del gas como apoyo (línea morada), supuesto un rendimiento de la caldera del 95% y unas emisiones de 58 kgCO₂/GJ = 0,21 kgCO₂/kWh térmicos (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, www.minetur.gob.es).

4.1.3. ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE ENERGÍA

Para cada etapa de transformación de la energía solar de radiación, primero en energía térmica, posteriormente en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica, se producen pérdidas en la conversión que serán analizadas en las siguientes gráficas.

La radiación solar incidente que llega a lo largo del año al plano horizontal es de aproximadamente 1800 kWh/m², como se puede apreciar en la Figura 38 para la ubicación de la planta. Esto se traduce en 550 GWh anuales en el conjunto de la superficie de los helióstatos. De esta energía, 388 GWh son reflejados hacia el receptor y, como resultado de las pérdidas que se producen en el campo solar, sólo 284 GWh llegan a éste. Después, 233 GWh son transformados en energía térmica almacenada en las sales fundidas. Siguiendo la línea de funcionamiento de la planta, al bloque de potencia le llegan 222 GWh, de los cuales se obtienen 85 GWh de electricidad bruta al año. **La eficiencia total de la planta es del 15,5%.**



Gráfica 19. Flujo de energía anual de la planta

4.2.- DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La incorporación de un sistema de almacenamiento garantiza la producción de electricidad tanto de día como de noche, por lo que es conveniente dotar a la planta de un sistema que le posibilite esta producción. Además, existe la posibilidad de que se produzcan transitorios en la radiación solar, como por ejemplo el paso de nubes, que no deben afectar al proceso productivo, para lo cual será necesario que el sistema de almacenamiento entre en funcionamiento para compensar esta pérdida de radiación solar y temperatura.

Utilizando dos tanques, un tanque caliente y un tanque frío, se pueden mantener las sales directamente en éstos en lugar de enviarlas directamente a los intercambiadores del proceso, almacenándose de este modo energía térmica para cuando sea necesario. Cuando se necesite aporte de energía por parte del sistema de almacenamiento, se hará pasar las sales calientes desde el tanque caliente hasta el tanque frío a través del intercambiador del proceso, evitando de este modo posibles transitorios y pudiéndose operar la planta durante la noche cuando no hay radiación solar.

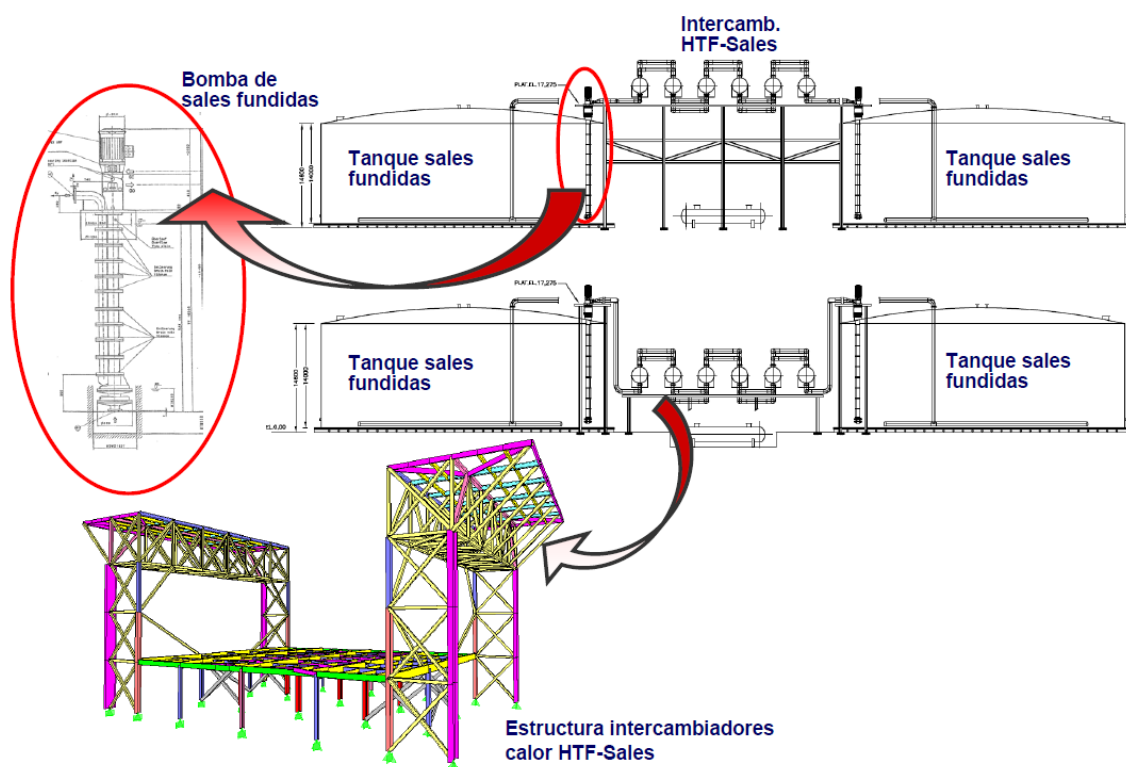


Figura 58. Sistema de almacenamiento de sales fundidas de la central Andasol.
Fuente: SENER, *Presentación a CONAE de centrales termosolares (17MWe – 50MWe)*

En la Figura 58 puede apreciarse de forma esquemática un sistema de almacenamiento de sales fundidas. Sin embargo, esta ilustración pertenece a la central Andasol, de captadores cilíndrico parabólicos, y que utiliza como fluido de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid, HTF) un aceite térmico. Por tanto, lo que en la imagen se denomina intercambiador HTF-Sales,

para la central que se está tratando sería más bien el intercambiador del ciclo de potencia sales-agua.

Desde el punto de vista del dimensionado y el diseño del sistema de almacenamiento, se deben tener en cuenta tanto los factores que afectan a la capacidad de almacenamiento como los que inciden sobre el coste del mismo. La capacidad de almacenamiento se suele medir en horas de funcionamiento de la planta a potencia nominal, no en términos de energía térmica almacenada, aunque van estrechamente relacionados.

El valor máximo de almacenamiento energético se da para el mes de julio (Gráfica 10), con 15,5 horas. La cantidad de energía que es necesario almacenar para que existan 15 horas de almacenamiento produciendo a 17 MW es:

$$Q_{alm} = \frac{\dot{W}_{ciclo} \cdot h_{alm}}{\eta_{ciclo} \cdot \eta_{interc.}} = \frac{17 \text{ MW} \cdot 15h}{0,3753 \cdot 0,9} = 754,95 \text{ MWh} = 2.717.826 \text{ MJ} \quad (56)$$

Donde η_{ciclo} y $\eta_{interc.}$ son los rendimientos del ciclo y del intercambiador, respectivamente.

Por otra parte, las temperaturas óptimas de trabajo de las sales fundidas son de 290 °C ($T_{in}=563 \text{ K}$) para el tanque frío y de 565 °C ($T_{out}=838 \text{ K}$) para el tanque caliente.

Se sabe que la cantidad de calor almacenada por las sales viene definida por la siguiente ecuación:

$$dQ_{alm} = m_s \cdot c_{p_s} \cdot dT \quad (57)$$

Donde todo es conocido a excepción de m_s , que es lo que se debe calcular para obtener el volumen final de los tanques de almacenamiento.

$$m_s = \frac{Q_{alm}}{c_{p_s} \cdot dT} = \frac{2.717.826 \cdot 10^6 \text{ J}}{\int_{290}^{565} (1443 + 0,172 \cdot T) dT} = 6.215.490 \text{ kg}$$

Como la densidad de las sales no es constante con la temperatura se deben calcular los volúmenes del tanque frío y del tanque caliente de manera independiente en función de sus respectivas densidades.

Volumen del taque de almacenamiento de sales calientes

$$V_{dep.cal.} = \frac{m_s}{\rho_c} = \frac{6.215.490 \text{ kg}}{1730,7 \text{ kg/m}^3} = 3591,3 \text{ m}^3 \quad (58)$$

Donde ρ_c es la densidad de las sales a 565°C de temperatura (Tabla 4)

Volumen del taque de almacenamiento de sales frías

$$V_{dep.frío} = \frac{m_s}{\rho_f} = \frac{6.215.490 \text{ kg}}{1905,6 \text{ kg/m}^3} = 3261,7 \text{ m}^3 \quad (56)$$

Donde ρ_f es la densidad de las sales a 290°C de temperatura (Tabla 4)



A este volumen se le debe añadir un 15% en exceso para tener en cuenta posibles incrementos ocasionales de temperatura así como los intercambiadores de calor que se instalan en su interior para evitar la solidificación de las sales, algo que implicaría fatales consecuencias. De manera que el volumen final del tanque de almacenamiento de **sales calientes** será de **4130 m³** y el **volumen** final del tanque de almacenamiento de **sales frías** será de **3750 m³**.

Estos tanques deberán construirse de manera que minimice la superficie de contacto con el exterior, minimizándose así las pérdidas térmicas. La figura geométrica que minimiza al máximo la superficie en función del volumen es la esfera, pero la construcción de depósitos esféricos de este tamaño es muy costosa por su dificultad de construcción. Así, se optará por la instalación de depósitos cilíndricos minimizando la superficie de contacto del siguiente modo:

$$V_{dep} = \pi \cdot r_{dep}^2 \cdot h_{dep} \quad (59)$$

$$h_{dep} = \frac{V_{dep}}{\pi \cdot r_{dep}^2}$$

La superficie de contacto de un tanque cilíndrico con el exterior, función del radio y la altura, viene definida de la forma siguiente:

$$f(r_{dep}) = 2 \cdot (\pi \cdot r_{dep}^2) + 2\pi \cdot r_{dep} \cdot h_{dep} \quad (60)$$

$$f(r_{dep}) = 2 \cdot (\pi \cdot r_{dep}^2) + 2 \cdot \frac{V_{dep}}{r_{dep}}$$

Para minimizar el radio, se deriva la función y se iguala a cero:

$$f'(r_{dep}) = 4\pi \cdot r_{dep} - 2 \cdot \frac{V_{dep}}{r_{dep}^2} \rightarrow f'(r_{dep}) = 0 \quad (61)$$

Se obtienen las siguientes dimensiones para los dos tanques:

$$r_{dep.frio} = 8,55 \text{ m}; \quad h_{dep.frio} = 17,11 \text{ m}$$

$$r_{dep.cal} = 8,83 \text{ m}; \quad h_{dep.cal} = 17,67 \text{ m}$$

Un resumen de los datos relativos a los tanques se presenta en la siguiente tabla:

Masa de sales	6.215.490 kg	Radio x Altura del depósito
Volumen depósito sales frías	3750 m³	8,55 m x 17,11m
Volumen depósito sales calientes	4130 m³	8,83 m x 17,67 m

Tabla 15. Resumen de los datos de diseño de los tanques de almacenamiento

4.3.- ALTERNATIVA DE DISEÑO

Hasta este momento se ha tratado con un diseño para la planta que introduce un sistema de almacenamiento de sales fundidas para dotarla de una mayor gestionabilidad en cuanto a la producción eléctrica se refiere. A continuación se realizará una pequeña comparación entre este diseño y otro que se concibe sin almacenamiento, manteniendo la potencia nominal de la planta (17 MW en el punto de diseño) para establecer un punto de referencia sobre el que sustentar los paralelismos entre ambas instalaciones.

El hecho de eliminar el sistema de almacenamiento de sales fundidas repercute de forma ostensible sobre los parámetros de diseño de la central. En una primera aproximación, el volumen total de sales que circula por la instalación ha de ser menor, pues ya no se tiene que reservar parte de las mismas en los tanques para su utilización posterior. Por esto mismo, y dado que el caudal que circula por el receptor será más pequeño, será necesario redimensionar el campo de helióstatos para que la energía transferida sea la adecuada y no acabe deteriorando las sales y los tubos receptores por un incremento desmedido de las temperaturas.

En este caso, al contrario que para el diseño de almacenamiento, se trata de un diseño directo, ya que la potencia de la central es conocida. A partir de este dato, se calcula el tamaño del campo. Los pasos a seguir para ello no difieren mucho de lo explicado en el Capítulo 3.

Primero, partiendo de una potencia de 17 MW, y teniendo en cuenta que el rendimiento del ciclo se mantiene constante en un 37,53% (51), la potencia que llega al ciclo resultaría ser $\dot{Q}_{int} = 17/0,3753 = 45,3 \text{ MW}$, mientras que la que transfiere el receptor a las sales debería ser $\dot{Q}_{sales} = 45,3/0,95 = 47,7 \text{ MW}$ (49). De esta misma ecuación (49) se obtiene el caudal másico de sales necesario para obtener estos valores, que resulta ser $\dot{m}_s = 120 \text{ kg/s}$.

A continuación, con el caudal másico de sales \dot{m}_s ya conocido, se inicia el proceso iterativo descrito en (25)-(31), sólo que en este caso se desconoce el valor de \dot{Q}_{in} . Los cálculos advierten que la potencia que sería necesario recibir en el receptor corresponde a $\dot{Q}_{in} = 57,65 \text{ MW}$, suponiendo un receptor de dimensiones proporcionales al caudal másico de sales de este diseño respecto al del diseño con almacenamiento. Es decir, un receptor un 70% menor ($120/398=0,3$) al usado en el capítulo 3, con dimensiones finales $h=5,8 \text{ m}$ (altura) y $d=4,5 \text{ m}$ (diámetro).

Por último, se procede a redimensionar el campo de colectores de manera que sea posible enviar esa potencia \dot{Q}_{in} al receptor. Según los cálculos elaborados en MATLAB R2011a sería necesario un campo de helióstatos formado por 14 filas, con las mismas dimensiones de los espejos y la misma configuración sobre el campo descrita en (1)-(4) para el anterior diseño.

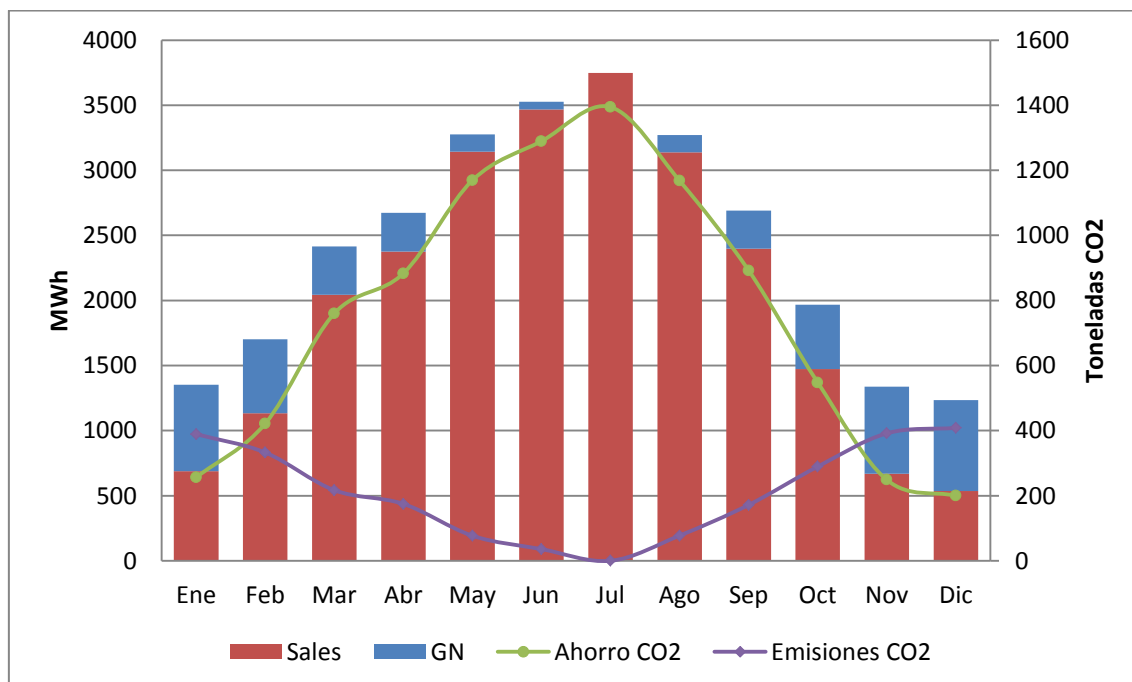
Así pues, la central alternativa sin sistema de almacenamiento quedaría diseñada según los siguientes parámetros:

	CON ALMACENAMIENTO	SIN ALMACENAMIENTO
Punto de diseño	17/07, 12:00 AST	17/07, 12:00 AST
Superficie de heliostato	120 m ²	120 m ²
Número total de heliostatos	2.647	739
Filas de heliostatos	31	14
Diámetro del campo	1.504 m	610 m
Área reflectante total	317.640 m ²	88.680 m ²
Área del campo	177,5 ha	30 ha
Altura de torre	140 m	140 m
Diámetro/altura del receptor	8,1 x 10,6 m	4,5 x 5,8 m
Temperatura entrada/salida de las sales	290°C / 565°C	290°C / 565°C
Temperatura de los tubos	$T_{t1} = 387^{\circ}\text{C}$ $T_{t2} = 518^{\circ}\text{C}$ $T_{t3} = 578^{\circ}\text{C}$ $T_{t4} = 387^{\circ}\text{C}$ $T_{t5} = 518^{\circ}\text{C}$ $T_{t6} = 578^{\circ}\text{C}$	$T_{t1} = 390^{\circ}\text{C}$ $T_{t2} = 520^{\circ}\text{C}$ $T_{t3} = 582^{\circ}\text{C}$ $T_{t4} = 390^{\circ}\text{C}$ $T_{t5} = 520^{\circ}\text{C}$ $T_{t6} = 582^{\circ}\text{C}$
Caudal másico de diseño	398,2 kg/s	120 kg/s
Velocidad de diseño	3,3 m/s	1,99 m/s
Número de Reynolds	$1,2306 \cdot 10^5$	$3,72 \cdot 10^4$
Número de Prandtl	4,5841	4,5841
Potencia nominal	17,4 MW	17,3 MW

Tabla 16. Comparativa de parámetros de diseño entre distintas alternativas

4.3.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA ALTERNATIVA DE DISEÑO

Análisis de la producción de energía de la alternativa de diseño



Gráfica 20. Producción eléctrica mensual con aporte de gas natural. Ahorro y emisiones de CO₂ de la alternativa

Como ya se vio para el diseño original de la central termosolar, a partir de una serie de medidas de radiación solar tomadas a lo largo del tiempo, puede calcularse la producción eléctrica mensual de la planta sin sistema de almacenamiento.

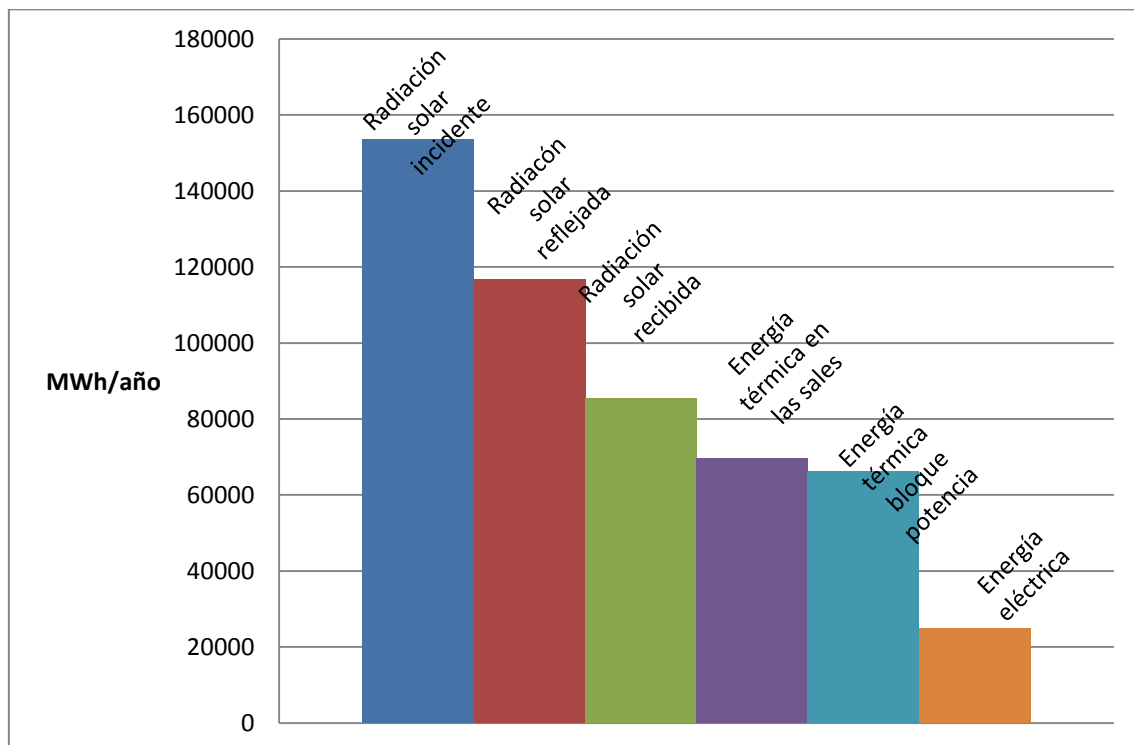
En la Gráfica 20 se muestra una la producción eléctrica mensual de esta alternativa de diseño, con el aporte del 15% de gas natural incluido.

En total, la producción anual de la planta termosolar de 17 MWe sin sistema alguno de almacenamiento es de 25 GWh/año, a lo que si añadimos el 15% permitido de hibridación de gas natural, resulta una **producción eléctrica anual de 29.4 GWh/año**, lo que representa una **capacidad de utilización** de la planta a lo largo del año del **20%** únicamente.

Una planta termosolar capaz de producir 25 GWh/año únicamente a partir de energía solar permite un **ahorro de 9.300 toneladas de CO₂ al año**.

Análisis de los flujos de energía de la alternativa

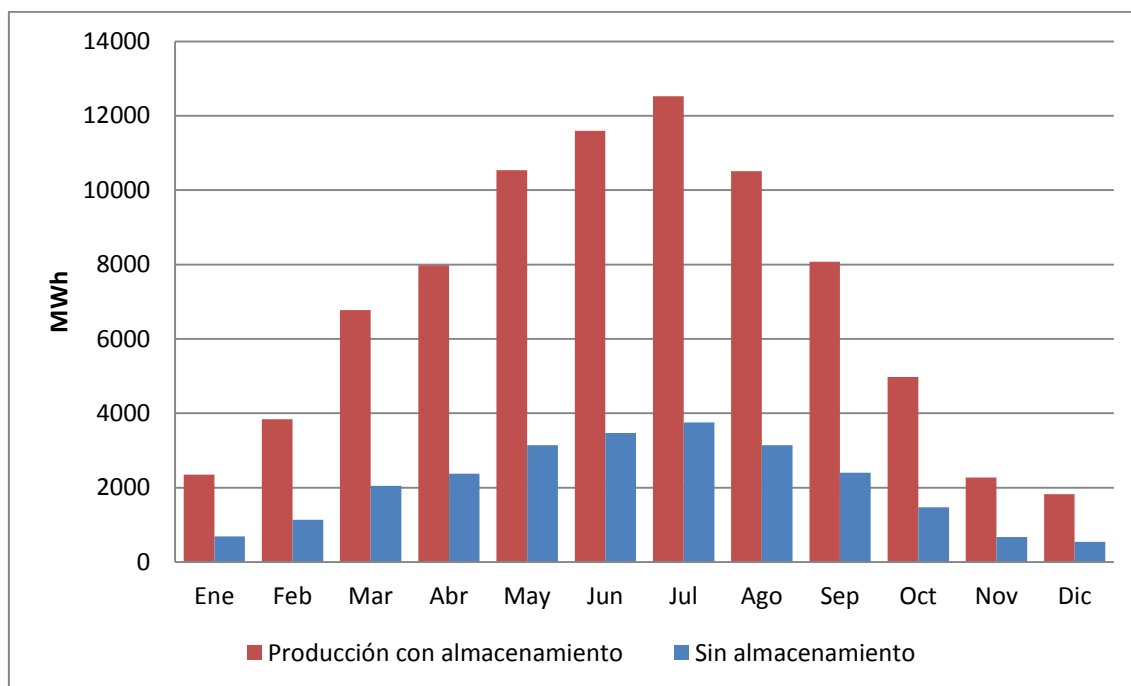
La radiación solar incidente en el conjunto de la superficie de los heliostatos es de 154 GWh anuales. De esta energía, 117 GWh son reflejados hacia el receptor y 85 GWh captados por éste, pero sólo 70 GWh son transformados en energía térmica almacenada en las sales fundidas. Siguiendo la línea de funcionamiento de la planta, al bloque de potencia le llegan 66 GWh, de los cuales se obtienen 25 GWh de electricidad bruta al año.



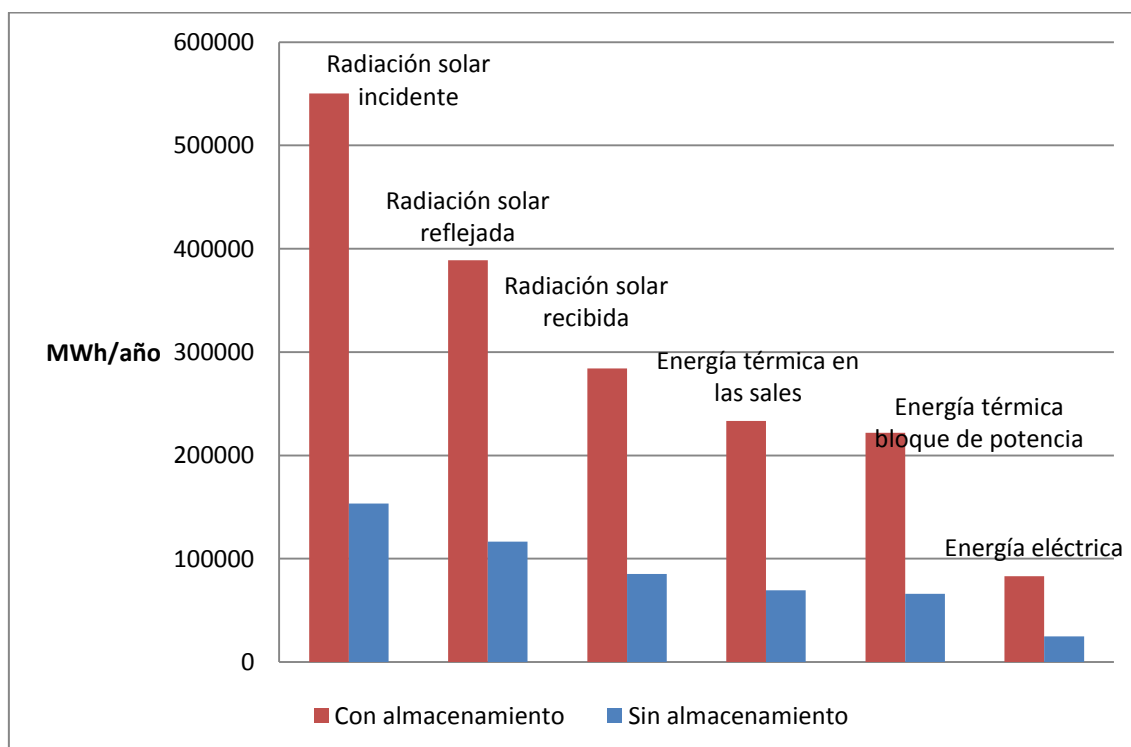
Gráfica 21. Flujo de energía anual de la planta alternativa

4.3.2. COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS DE AMBOS DISEÑOS

Como punto final a este capítulo, a continuación se presentará una comparación gráfica entre ambas centrales a partir de los resultados expuesto previamente:



Gráfica 22. Comparativa de producción eléctrica mensual sin aporte de gas natural para ambas plantas



Gráfica 23. Comparativa de flujos de energía de ambas plantas

Como puede observarse a raíz de ambas gráficas comparativas, la planta sin capacidad de almacenamiento tiene altamente condicionada su producción a las horas de sol, lo que repercute en una disminución drástica en los valores totales de generación eléctrica.



Además, la alternativa de diseño, al no disponer de almacenamiento, pierde el gran atractivo de este tipo de centrales, que es su gestionabilidad. A cada hora del día le corresponde un valor máximo de producción eléctrica según sea la radiación solar en ese período y las características de la central, de modo que no es posible trabajar a mayor potencia a no ser que se use la hibridación de gas natural.

En el Capítulo 5 se realizará un análisis económico de ambas alternativas que ofrecerá un nuevo punto de vista sobre la conveniencia de un tipo de diseño u otro.



CAPÍTULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1.- ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

5.1.1. PARÁMETROS A TENER EN CUENTA EN EL ESTUDIO ECONÓMICO

A la hora de confeccionar el estudio económico conviene tener en cuenta los siguientes factores que influyen a lo largo de la vida de explotación de la planta termosolar:

En cuanto a periodos temporales:

- Vida útil de la instalación.
- Período de amortización.

En cuanto a la inversión:

- Inversión del proyecto.
- Costes de explotación.

En cuanto a los ingresos:

- Factura eléctrica.
- Precio del kWh.

Otros parámetros:

- Índice medio de precios al consumo
- Impuesto de sociedades y sobre el valor añadido
- Tasa de interés



5.1.2. VALORACIÓN DE LOS COSTES DEL PROYECTO

Cálculo de la inversión de la planta termosolar

De forma general, la inversión necesaria para acometer una planta termosolar conectada a red, se puede desglosar en:

- Promoción
- Ingeniería básica
- Campo solar
- Isla de potencia
- Infraestructura eléctrica de la planta
- Sistema de control
- Obra civil
- Infraestructuras de almacenamiento y tratamiento de agua
- Infraestructuras eléctricas de evacuación
- Infraestructuras de suministro y almacenamiento de gas y sales fundidas
- Ingeniería y dirección de obra
- Licencias de obra y actividad
- Gastos financieros

Cálculo de los costes de explotación

Se engloban en este concepto todos los gastos que se producen anualmente en la explotación de la planta termosolar, como son:

- Operación
- Mantenimiento
- Repuestos y consumibles
- Alquiler de terrenos
- Gestión técnico-económica
- Seguros de las instalaciones, etc.
- Impuestos (IAE, IBI...)

5.1.3. VALORACIÓN DE LOS INGRESOS DEL PROYECTO

Facturación eléctrica

Una vez conocida la producción media de energía producida por la planta, hay que descontarle el consumo propio de la planta, debido a iluminación, accionamiento de equipos eléctrico y mecánicos, mantenimiento de temperaturas, tratamiento de aguas, edificio de control, etc., que se puede estimar en un 15% de la energía producida, y que se considera que proviene del autoabastecimiento del parque. Por tanto, la energía neta a facturar será la energía bruta menos los consumos propios de la planta.



Precio del kWh

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por fuentes de energía renovables establece la existencia de un *régimen especial* como régimen diferenciado del ordinario.

El precio para el año 2012 para el grupo b.1.2 es de 29,8957 c€/kWh (Tabla 2), más un 2% aproximadamente de bonificación de coseno de phi.

Con el fin de realizar el análisis de la inversión de debe considerar el precio fijo por kWh, ya que el precio medio del mercado de producción está sometido a fluctuaciones temporales que pueden causar errores de precisión.

Ayudas a la energía termosolar

Actualmente no hay ayudas a la inversión para la construcción de plantas termosolares.

Las ayudas se obtienen en fase de explotación de la planta a través de la prima que concede el gobierno a los kWh producidos por la planta.

5.1.4. VIDA ÚTIL Y PERÍODO DE AMORTIZACIÓN

Dentro de los períodos temporales que se tienen en cuenta en una instalación, son la vida útil y el período de amortización los más importantes a la hora de realizar el estudio económico.

Vida útil es el tiempo estimado de funcionamiento de la planta, y al igual que otras instalaciones, se tomará una vida de 40 años.

Por amortización se entiende la depreciación anual efectiva sufrida por el inmovilizado material e inmaterial debido a su aplicación al proceso productivo.

Así, se reflejará un gasto a lo largo del período de amortización para poder cambiar los equipos al final, considerando una depreciación lineal a la largo del tiempo, por lo que la cuota anual será una cantidad fija. En este caso se considera un período de amortización de 20 años.

5.1.5. CRITERIOS DE RENTABILIDAD

Entre los criterios más apropiados para el análisis de alternativas de inversión se encuentran los que se basan en la consideración del valor del dinero en el tiempo, y entre ellos cabe destacar:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

A continuación se va a realizar una breve descripción del significado de estos indicadores, que posteriormente serán calculados con los datos del proyecto.



Valor Actual Neto (VAN)

Se llama Valor Actual Neto, o valor presente, de una cantidad “S” a percibir al cabo de “n” años, con una tasa de interés “i”, a la cantidad que, si se dispusiera de ella hoy, generaría al cabo de “n” años la cantidad “S”. Reflejado en una expresión matemática será:

$$VAN = S/(1 + i)^n \quad (62)$$

Lo habitual en un proyecto de este tipo es contar con un primer desembolso para el total de la inversión y, en períodos sucesivos tener unos flujos de caja (ingresos-gastos) que en general serán variables. Por tanto, la expresión anterior para el cálculo del VAN queda:

$$VAN = FC_0 + FC_1/(1 + i) + FC_2/(1 + i)^2 + \dots + FC_n/(1 + i)^n \quad (63)$$

En esta expresión, FC_0 es la inversión total inicial, FC_n es el flujo de caja del período k, i es la tasa de descuento, y n es el número de períodos (años) de la vida útil del proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es el valor de la tasa de interés que hace nulo el valor actual neto. Empleando la expresión anterior, se tiene:

$$0 = FC_0 + \sum_{k=1}^n FC_k/(1 + TIR)^k \quad (64)$$

Para este tipo de interés el proyecto no genera ningún remanente, es decir, los ingresos sirven únicamente para costear las inversiones.

La Tasa Interna de Retorno se puede interpretar como la tasa de interés compuesto que el proyecto de inversión es capaz de proporcionar, y por tanto, si es superior a la tasa de descuento, la inversión será en general deseable. Entre dos proyectos comparables, siempre será más rentable el que tenga una TIR superior, ya que ésta expresa la rentabilidad porcentual que se obtiene del capital invertido (Álvarez, 2009).

5.2.- INVERSIÓN DE LA PLANTA

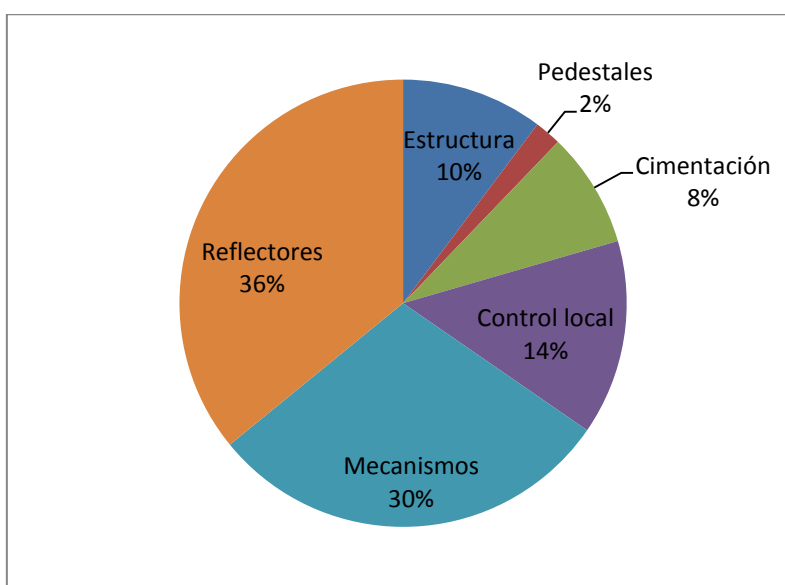
5.2.1. INVERSIÓN DEL CAMPO SOLAR

La tecnología actual de helióstatos de vidrio/metal que se puede considerar más comercial se centra en unidades entre 70 y 120 m², como es el caso del helióstato COLON desarrollado por INABENSA en colaboración con CIEMAT y especialmente diseñado para un emplazamiento con fuertes restricciones, el GM-100 de 105 m² desarrollado por CIEMAT, más recientemente el helióstato Sanlúcar-120 de 120 m² desarrollado por Solucar (e implementado en las plantas PS10 y PS20) y el helióstato de 150 m² realizado por ATS en EEUU. Los precios se mueven, según los escenarios de producción, entre los 120 y los 240 €/m² (Mas et al., 2010).

Los costes del campo solar se pueden desglosar de la siguiente manera:

Receptor	32.000.000€
Torre	10.000.000€
Estructura helióstatos	8.000.000€
Pedestales	1.500.000€
Cimentación	6.500.000€
Control local	11.000.000€
Mecanismos	23.000.000€
Reflectores	28.000.000€
Movimiento de tierras	7.000.000€
Montaje en nave	2.000.000€
Montaje y ajuste en campo	4.500.000€
Cableado e instrumentación	10.000.000€
TOTAL	143.500.000€

Tabla 17. Desglose del coste del campo solar



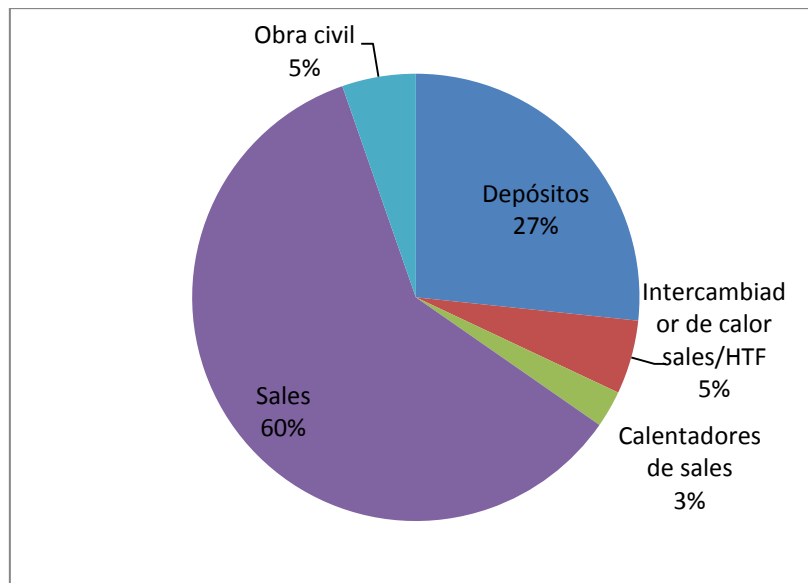
Gráfica 24. Desglose de costes para un helióstato

5.2.2. INVERSIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La inversión realizada en el sistema de almacenamiento de sales es la siguiente:

Depósitos	20.000.000€
Intercambiador de calor sales/HTF	4.000.000€
Calentadores de sales	2.000.000€
Sales	45.000.000€
Obra civil	4.000.000€
TOTAL	75.000.000€

Tabla 18. Desglose del coste del sistema de almacenamiento



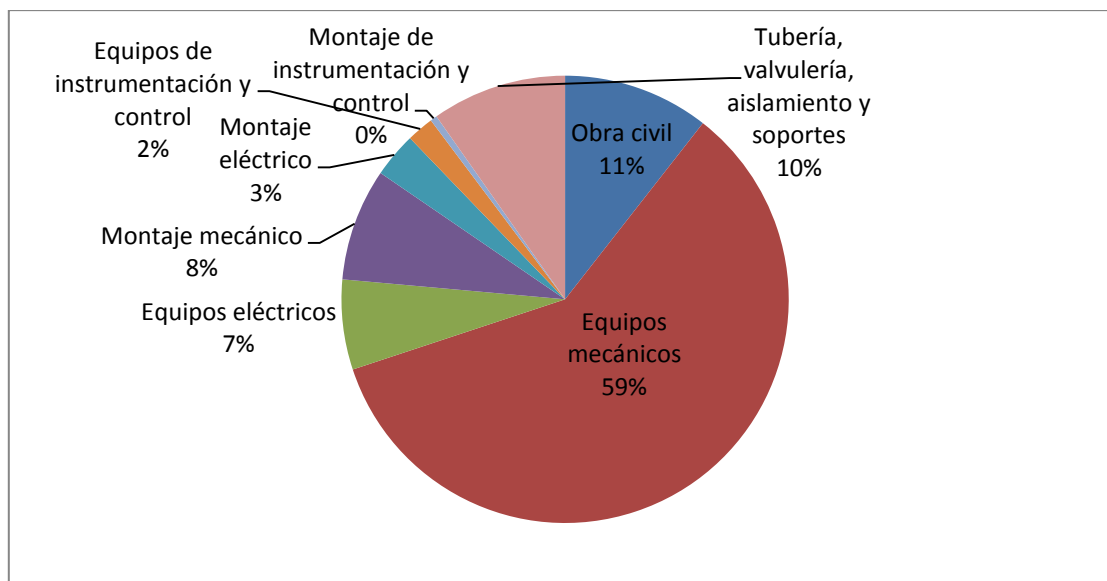
Gráfica 25. Desglose del coste del sistema de almacenamiento

5.2.3. INVERSIÓN DE LA ISLA DE POTENCIA

La inversión realizada en la isla de potencia es la siguiente:

Obra civil	6.500.000€
Equipos mecánicos	36.500.000€
Equipos eléctricos	4.000.000€
Montaje mecánico	5.000.000€
Montaje eléctrico	2.000.000€
Equipos de instrumentación y control	1.200.000€
Montaje de instrumentación y control	300.000€
Tubería, valvulería, aislamiento y soportes	6.000.000€
TOTAL	61.500.000€

Tabla 19. Desglose del coste del bloque de potencia



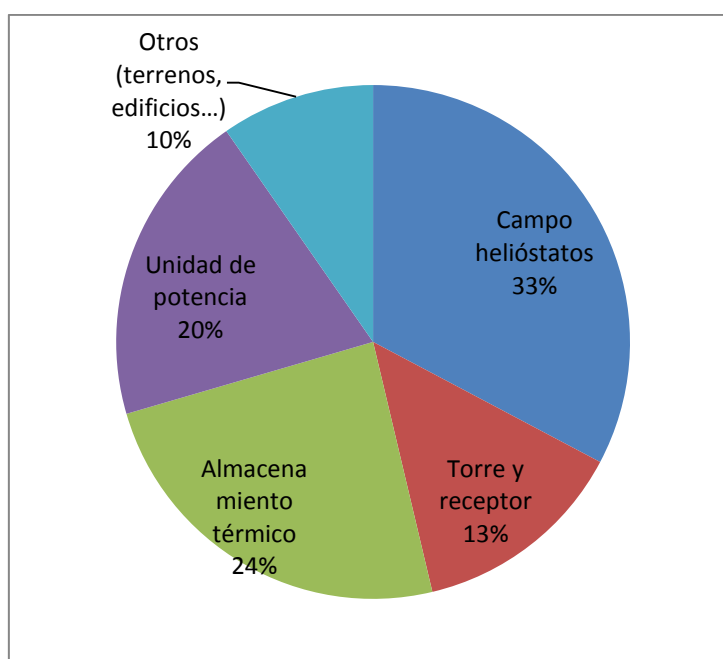
Gráfica 26. Desglose del coste del bloque de potencia

5.2.4. INVERSIÓN TOTAL DE LA PLANTA

La inversión total realizada en la planta se puede desglosar de la siguiente manera:

Campo heliostatos	101.500.000€
Torre y receptor	42.000.000€
Almacenamiento térmico	75.000.000€
Unidad de potencia	61.500.000€
Otros (terrenos, edificios...)	30.000.000€
TOTAL	310.000.000€

Tabla 20. Desglose del coste del coste de la planta



Gráfica 27. Desglose del coste de la planta

5.3.- ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

A continuación se muestra un detallado análisis económico de la planta termosolar, en el que puede observarse a partir de qué año se empiezan a obtener beneficios y en el que se tienen en cuenta indicadores económicos como el VAN y la TIR, que proporcionan información acerca de cómo de rentable será la planta.

	Año	-2	-1	1	2	3
Préstamo	279.000.000 €					
Gastos	Mat. Prima			484.650 €	499.190 €	514.165 €
	Personal	15.000.000 €	16.500.000 €	1.900.000 €	1.957.000 €	2.015.710 €
	Equipos	100.000.000 €	160.000.000 €			
	Mantenimiento			3.000.000 €	3.090.000 €	3.182.700 €
	Terrenos	2.655.000 €				
	Permisos, licencias y avales	15.845.000 €				
	Intereses préstamo			22.320.000 €	21.204.000 €	20.088.000 €
	Amortización			15.500.000 €	15.500.000 €	15.500.000 €
	Seguros			3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €
	TOTAL	133.500.000 €	176.500.000 €	46.204.650 €	45.250.190 €	44.300.575 €
Ingresos	Venta kWh			29.895.700 €	30.792.571 €	31.716.348 €
B.A.I. (I-G)				-16.308.950 €	-14.457.619 €	-12.584.227 €
Impuestos						
B.D.I.				-16.308.950 €	-14.457.619 €	-12.584.227 €
	Beneficio acumulado			-16.308.950 €	-30.766.569 €	-43.350.796 €
VAN	90.692.315 €					
TIR	10,41%					

Tabla 21. Análisis económico de la planta 1/3

17	18	19	20	21	22	23
777.721 €	801.053 €	825.084 €	849.837 €	875.332 €	901.592 €	928.640 €
3.048.942 €	3.140.411 €	3.234.623 €	3.331.662 €	3.431.611 €	3.534.560 €	3.640.596 €
4.814.119 €	4.958.543 €	5.107.299 €	5.260.518 €	5.418.334 €	5.580.884 €	5.748.310 €
4.464.000 €	3.348.000 €	2.232.000 €	1.116.000 €			
15.500.000 €	15.500.000 €	15.500.000 €	15.500.000 €			
3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €
31.604.783 €	30.748.006 €	29.899.006 €	29.058.016 €	12.725.277 €	13.017.035 €	13.317.546 €
47.973.822 €	49.413.037 €	50.895.428 €	52.422.291 €	53.994.960 €	55.614.808 €	57.283.253 €
16.369.040 €	18.665.031 €	20.996.422 €	23.364.275 €	41.269.683 €	42.597.773 €	43.965.706 €
4.092.260 €	4.666.258 €	5.249.105 €	5.841.069 €	10.317.421 €	10.649.443 €	10.991.427 €
12.276.780 €	13.998.773 €	15.747.316 €	17.523.206 €	30.952.262 €	31.948.330 €	32.974.280 €
-26.121.887 €	-12.123.113 €	3.624.203 €	21.147.409 €	52.099.671 €	84.048.001 €	117.022.281 €

Tabla 22. Análisis económico de la planta 2/3



24	25	26	27	38	39	40
956.499 €	985.194 €	1.014.749 €	1.045.192 €	1.446.790 €	1.490.194 €	1.534.900 €
3.749.814 €	3.862.309 €	3.978.178 €	4.097.523 €	5.671.931 €	5.842.089 €	6.017.351 €
5.920.760 €	6.098.382 €	6.281.334 €	6.469.774 €	8.955.680 €	9.224.350 €	9.501.081 €
3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €
13.627.073 €	13.945.885 €	14.274.261 €	14.612.489 €	19.074.401 €	19.556.633 €	20.053.332 €
59.001.750 €	60.771.803 €	50.075.965 €	51.578.244 €	71.396.353 €	73.538.244 €	75.744.391 €
45.374.678 €	46.825.918 €	35.801.704 €	36.965.755 €	52.321.952 €	53.981.611 €	55.691.059 €
11.343.669 €	11.706.479 €	8.950.426 €	9.241.439 €	13.080.488 €	13.495.403 €	13.922.765 €
34.031.008 €	35.119.438 €	26.851.278 €	27.724.316 €	39.241.464 €	40.486.208 €	41.768.294 €
151.053.289 €	186.172.728 €	213.024.006 €	240.748.322 €	611.420.391 €	651.906.599 €	693.674.893 €

Tabla 23. Análisis económico de la planta 3/3

V.A.N (Valor Actual Neto) = 90.692.315

T.I.R (Tasa Interna de Retorno) = 10,41%

Los aspectos considerados en la tabla son los siguientes:

- Inversión = 310.000.000€
- Fondos propios = 31.000.000€
- Préstamo = 279.000.000€
- Tipo de interés = 8%
- Tasa de descuento = 6%
- Inflación = 3%

Ingresos: la tarifa para los KWh producidos por la planta será de 29,8957c€, actualizable con el IPC, y un 20% inferior a partir del año 26.

Materia prima: El coste de la materia prima es el del gas natural empleado como hibridación, a una tarifa de 32,31€/MWh.

Personal: El primer año son necesarios 500 trabajadores con un sueldo medio de 30.000€ anuales, el segundo año son necesarios 550 trabajadores con un sueldo medio de 30.000 € anuales. A partir de la puesta en marcha de la planta, son necesarios 50 trabajadores con un sueldo medio de 38.000 € con un aumento del 3% anual.

Equipos: intercambiadores de calor, sistemas de conversión a la red, almacenamiento, fluido de trabajo, etc.

Mantenimiento: Este concepto incluye la reposición de elementos dañados, el suministro de agua para la refrigeración y para la limpieza de colectores, gastos de vehículos de empresa, teléfono, gasolina...

Terrenos: Compra al Ayto. de Sevilla de 180 ha.



Permisos, licencia y avales: estos últimos referentes a acceso a red y preasignación.

Préstamo: es realizado por un conjunto de entidades financieras que establecen un tipo de interés del 8 % dado el riesgo que supone una inversión de este calibre.

Fondos propios: el promotor aporta el 10 % del dinero necesario para la puesta en marcha de la planta de torre central.

Amortización: se amortizan los equipos de forma lineal en los primeros 20 años.

Seguros: suponen un 1,3 % de la inversión inicial.

Cánones: pago del canon urbanístico y el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Estas inyecciones de dinero comienzan a percibir las los ayuntamientos locales incluso antes de que las centrales empiecen a construirse. Otro canon es el importe correspondiente al pago del impuesto de bienes inmuebles de características especiales (BICE). Estas y otras tasas municipales como el Impuesto de Actividades Económicas seguirán generando importantes cantidades de dinero por lo menos, en los próximos 25 años a localidades que alberguen una planta termosolar.

5.4.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ALTERNATIVA

5.4.1. INVERSIÓN DE LA PLANTA

Inversión del campo solar

Receptor	13.000.000 €
Torre	8.000.000 €
Estructura helióstatos	2.000.000 €
Pedestales	500.000 €
Cimentación	2.000.000 €
Control local	7.000.000 €
Mecanismos	6.000.000 €
Reflectores	7.000.000 €
Movimiento de tierras	3.000.000 €
Montaje en nave	500.000 €
Montaje y ajuste en campo	1.500.000 €
Cableado e instrumentación	2.500.000 €
TOTAL	53.000.000 €

Tabla 24. Desglose del coste del campo solar alternativo

Inversión del sistema de intercambio de calor

Depósitos	0 €
Intercambiador de calor sales/HTF	4.000.000 €
Calentadores de sales	1.000.000 €
Sales	15.000.000 €
Obra civil	2.000.000 €
TOTAL	22.000.000 €

Tabla 25. Desglose del coste del sistema de intercambio de calor alternativo

Inversión del bloque de potencia

Obra civil	4.000.000€
Equipos mecánicos	18.000.000€
Equipos eléctricos	2.000.000€
Montaje mecánico	2.500.000€
Montaje eléctrico	1.000.000€
Equipos de instrumentación y control	1.200.000€
Montaje de instrumentación y control	300.000€
Tubería, valvulería, aislamiento y soportes	3.000.000€
TOTAL	32.000.000€

Tabla 26. Desglose del coste del bloque de potencia alternativo

Inversión total de la planta



Campo heliostatos	32.000.000€
Torre y receptor	21.000.000€
Sales e intercambiadores	22.000.000€
Unidad de potencia	32.000.000€
Otros (terrenos, edificios...)	10.000.000€
TOTAL	117.000.000€

Tabla 27. Desglose del coste de la planta alternativa

5.4.2. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO DE LA ALTERNATIVA

	Año	-2	-1	1	2	3
Préstamo	121.500.000 €					
Gastos	Mat. Prima			142.164 €	146.429 €	150.822 €
	Personal	11.000.000 €	13.500.000 €	760.000 €	782.800 €	806.284 €
	Equipos	40.000.000 €	70.000.000 €			
	Mantenimiento			1.000.000 €	1.030.000 €	1.060.900 €
	Terrenos	737.500 €				
	Permisos, licencias y avales	9.762.500 €				
	Intereses préstamo			9.360.000 €	8.892.000 €	8.424.000 €
	Amortización			5.850.000 €	5.850.000 €	5.850.000 €
	Seguros			1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	TOTAL	61.500.000 €	83.500.000 €	18.112.164 €	17.701.229 €	17.292.006 €
Ingresos	Venta kWh			8.819.232 €	9.083.808 €	9.356.323 €
B.A.I. (I-G)				-9.292.933 €	-8.617.420 €	-7.935.683 €
Impuestos						
B.D.I.				-9.292.933 €	-8.617.420 €	-7.935.683 €
	Beneficio acumulado			-9.292.933 €	-17.910.353 €	-25.846.036 €
VAN	-13.495.722 €					
TIR	4,59%					

Tabla 28. Análisis económico de la planta alternativa 1/3

17	18	19	20	21	22	23
228.131 €	234.975 €	242.025 €	249.285 €	256.764 €	264.467 €	272.401 €
1.219.577 €	1.256.164 €	1.293.849 €	1.332.665 €	1.372.645 €	1.413.824 €	1.456.239 €
1.604.706 €	1.652.848 €	1.702.433 €	1.753.506 €	1.806.111 €	1.860.295 €	1.916.103 €
1.872.000 €	1.404.000 €	936.000 €	468.000 €			
5.850.000 €	5.850.000 €	5.850.000 €	5.850.000 €			
1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
11.774.415 €	11.397.987 €	11.024.307 €	10.653.456 €	4.435.520 €	4.538.585 €	4.644.743 €
14.152.278 €	14.576.846 €	15.014.151 €	15.464.576 €	15.928.513 €	16.406.368 €	16.898.560 €
2.377.863 €	3.178.859 €	3.989.844 €	4.811.120 €	11.492.993 €	11.867.783 €	12.253.817 €
594.466 €	794.715 €	997.461 €	1.202.780 €	2.873.248 €	2.966.946 €	3.063.454 €
1.783.397 €	2.384.144 €	2.992.383 €	3.608.340 €	8.619.745 €	8.900.837 €	9.190.362 €
-62.595.894 €	-60.211.750 €	-57.219.367 €	-53.611.027 €	-44.991.282 €	-36.090.444 €	-26.900.082 €

Tabla 29. Análisis económico de la planta alternativa 2/3



24	25	26	27	38	39	40
280.573 €	288.990 €	297.660 €	306.590 €	424.392 €	437.124 €	450.237 €
1.499.926 €	1.544.924 €	1.591.271 €	1.639.009 €	2.268.772 €	2.336.835 €	2.406.941 €
1.973.587 €	2.032.794 €	2.093.778 €	2.156.591 €	2.985.227 €	3.074.783 €	3.167.027 €
1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
4.754.085 €	4.866.708 €	4.982.709 €	5.102.190 €	6.678.391 €	6.848.742 €	7.024.205 €
17.405.516 €	17.927.682 €	14.772.410 €	15.215.582 €	21.061.924 €	21.693.782 €	22.344.595 €
12.651.431 €	13.060.974 €	9.789.701 €	10.113.392 €	14.383.533 €	14.845.039 €	15.320.391 €
3.162.858 €	3.265.244 €	2.447.425 €	2.528.348 €	3.595.883 €	3.711.260 €	3.830.098 €
9.488.573 €	9.795.731 €	7.342.276 €	7.585.044 €	10.787.650 €	11.133.780 €	11.490.293 €
-17.411.509 €	-7.615.778 €	-273.502 €	7.311.541 €	109.017.687 €	120.151.466 €	131.641.759 €

Tabla 30. Análisis económico de la planta alternativa 3/3

V.A.N (Valor Actual Neto) = -13.495.722€

T.I.R (Tasa Interna de Retorno) = 4,59%



5.5.- CONCLUSIONES

Aunque en los estudios económicos de ambas plantas se observan beneficios al término de los 40 años de vida útil estimados, se deben tener en cuenta los indicadores financieros para opinar con mayor criterio acerca de si son o no viables económicamente hablando.

En el caso del diseño original de la planta, con sistema de almacenamiento térmico incluido, se observa que el VAN (Valor Actual Neto) es mayor que cero ($VAN > 0$). Esto indica que la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida, con lo que el proyecto sería viable económicamente.

Sin embargo, el diseño alternativo (sin almacenamiento) ofrece un valor del VAN por debajo de cero. El dato de la TIR (Tasa Interna de Retorno) no alcanza por un punto y medio porcentual a la tasa de descuento (6%). Estos datos indican que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad), por lo que no merecería la pena embarcarse en un proyecto de esta envergadura para percibir beneficios por debajo de lo esperado.

Los principales motivos para que el diseño alternativo sea tan poco atractivo económicamente se pueden resumir en dos, aunque van estrechamente ligados:

- Para una central sin capacidad de almacenamiento, el uso de sales fundidas como fluido de transferencia de calor es innecesario y nada recomendable por su elevado coste. El uso de agua para generación de vapor sería más adecuado en este caso.
- El hecho de no poseer sistema de almacenamiento térmico alguno provoca que la generación eléctrica (y por ende la remuneración económica) caiga a valores que apenas hagan rentable la planta en cuestión.

En resumen, ambos diseños revertirían en beneficios con el paso de los años, pero la planta alternativa lo haría por debajo de lo esperado, siendo la central con almacenamiento objeto de este proyecto la única viable económicamente hablando.

CAPÍTULO 6: IMPACTO AMBIENTAL

6.1.- IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS

6.1.1. CONSIDERACIONES PREVIAS

El impacto ambiental de una instalación solar termoeléctrica de este tipo, se va a centrar en principio en el impacto paisajístico debido a la ocupación de una gran extensión de terreno y a la presencia de una estructura de gran altura que va a ser fácilmente visible desde cualquier punto cercano.

No obstante, el resto de factores que pueden verse afectados dependerá mucho del entorno donde se realice la actuación y, por ello, se realiza previamente un estudio del medio físico con el propósito de poder valorar la importancia de estos impactos sobre el medio en el que se desarrolla la actuación.

Para la identificación de los impactos, en primer lugar se identifican las acciones del proyecto en fase de construcción y explotación, tanto para la planta como para la línea eléctrica aérea y se analiza su repercusión sobre los factores ambientales del medio.

Para ello se realizan unas matrices de identificación de impactos, donde se reflejan los factores del medio que pueden verse afectados en filas y, en las columnas, se diferencian las acciones o vectores de impactos que tienen lugar. Para cada uno de los dos grandes bloques del proyecto, planta solar y línea eléctrica aérea de evacuación, se identifican las interacciones tanto en la fase de construcción como en la de explotación.

A continuación se realiza una descripción de las interacciones de las acciones del proyecto sobre los factores afectados del medio, identificados previamente mediante la matriz de impactos.



Para la valoración de los impactos se utiliza una metodología basada en la importancia del impacto. Siendo ésta el ratio mediante el cual se mide cualitativamente el impacto ambiental, en función del grado de incidencia o intensidad de la alteración producida y de la caracterización del efecto, que responde a su vez a una serie de atributos de tipo cualitativo, tales como extensión, tipo de efecto, plazo de manifestación, persistencia, reversibilidad, recuperabilidad, sinergia, acumulación y periodicidad.

La valoración correspondiente de los distintos impactos se realiza en base a once símbolos que se describen a continuación:

Signo: corresponde a la naturaleza del efecto, siendo este negativo o positivo.

Intensidad (IN): se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor. El baremo utilizado es el siguiente.

Baja=1, Media=2, Alta=4, Muy Alta=8, Total= 12

Extensión (EX): se refiere al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno del proyecto.

Puntual=1, Parcial= 2, Extenso= 4, Total= 8

Momento (MO): plazo de manifestación del impacto, es el tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado.

Cuando el tiempo transcurrido es nulo, el momento será inmediato, y si es inferior a un año, corto plazo, asignándole a ambos un valor de 4. Si es un periodo de tiempo que va de 1 a 5 años, se considera medio plazo 2, y si el efecto tarda en manifestarse más de 5 años, largo plazo y toma un valor de 1.

Persistencia (PE): se refiere al tiempo que permanecería el efecto desde su aparición, y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción, bien por medios naturales, o mediante la introducción de medidas correctoras. Si dura menos de un año, se considera que la acción produce un efecto fugaz asignándole un valor de 1, si dura entre 1 y 10 años, temporal 2, y si el efecto tiene una duración superior a los diez años, se considera el efecto como permanente, asignándole un valor de 4.

Reversibilidad (RV): se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el proyecto. Es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales, una vez ésta deja de actuar sobre el medio.

Corto plazo =1, Medio plazo= 2, Irreversible= 4.

Recuperabilidad (MC): se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado como consecuencia del proyecto. Es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la actuación, por medio de la intervención humana (introducción de medidas correctoras).

Recuperable de manera inmediata= 1, a Medio Plazo= 2, Mitigable= 4, Irrecuperable= 8.



Sinergia (SI): este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. La componente total de la manifestación de los efectos simples, provocados por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que cabría esperar de la manifestación de los efectos cuando las acciones que lo provocan actúan de manera independiente no simultánea.

Sin sinergismo= 1, Sinérgico= 2, Muy sinérgico= 4

Acumulación (AC): este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera.

Simple= 1, Acumulativo= 4

Efecto (EF): este atributo se refiere a la relación causa-efecto, es decir, a la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de una acción.

Directo =4, Indirecto= 1

Periodicidad (PR): la periodicidad se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto periódico, toma un valor de 2), de forma impredecible en el tiempo o discontinua (efecto irregular, toma un valor de 1) o constante en el tiempo (efecto continuo, tomando un valor de 4).

Importancia del impacto (I): la importancia del impacto viene definida por un número que se deduce mediante el modelo propuesto, en función de cada símbolo considerado.

$$I = \pm (3IN + 2EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC)$$

Presenta valores variables entre 13 y 76, considerándose los efectos como:

- **Compatibles**, cuando los valores son igual o menor a 25. Se trata de aquél cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, y no precisa medidas protectoras o correctoras.
- **Moderado**, se han identificado como moderado los impactos que se encuentren con valores entre 25 y 50. Se consideran aquellos cuya recuperación no precisa prácticas protectoras o correctoras intensivas, y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requiere cierto tiempo.
- **Severo**, se encuentra entre valores superiores a 50 y hasta 75. Para la recuperación de las condiciones del medio, exige la adecuación de medidas protectoras o correctoras, y en el que, aún con esas medidas, aquella recuperación precisa de un período de tiempo dilatado.
- **Crítico**, toman valores mayores a 75 y se considera aquél cuya magnitud es superior al umbral aceptable. Con él se produce una pérdida permanente de las condiciones ambientales, sin posible recuperación, incluso con la adopción de medidas protectoras o correctoras.

6.1.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EFECTOS SOBRE EL MEDIO. MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN

En la matriz que se expone a continuación se han reflejado los factores del medio que pueden verse afectados en filas y, en las columnas, se han diferenciado las acciones o vectores de impactos que tienen lugar tanto en la fase de construcción como en la de explotación del proyecto.

Para cada uno de los vectores de impacto se ha considerado el efecto que ejercería en el medio tanto por su presencia, como por su funcionamiento así como por el mantenimiento que lleva asociado.

MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS PLANTA SOLAR															
ACCIONES	FASE DE CONSTRUCCIÓN						FASE DE EXPLOTACIÓN								
	Acondicionamiento S ^o terrestre y caminos	Tránsito de maquinaria	Cimentaciones	Montaje de las instalaciones	Zanjas	Drenajes	Generación de energía eléctrica	Accesos	Torre / Receptor	Campo solar	Sistema turbogenerador	Caldera de combustión de gas natural	Sistemas auxiliares de la planta	Instalaciones eléctricas de la planta	Edificaciones
FACTORES															
CALIDAD DEL AIRE	X	X	X		X	X	X					X			
RUIDOS	X	X	X		X	X					X		X		
AGUAS SUBTERRÁNEAS			X										X		
AGUAS SUPERFICIALES															
SUELO Y MORFOLOGÍA	X	X	X		X										
Ocupación Y USOS DEL SUELO	X	X	X	X					X	X	X	X	X	X	X
FLORA Y VEGETACIÓN	X									X					
FAUNA	X	X	X						X	X					
PAISAJE		X		X					X	X		X			X
INFRAESTRUCTURAS		X						X							
VIAS PECUARIAS															
RRNN ⁹ (combustibles fósiles)							X					X		X	
SOCIOECONÓMICO	X		X	X	X	X	X					X		X	

Figura 59. Matriz de impactos de la planta solar.

Fuente: Estudio de Impacto Ambiental "Planta de generación solar termoeléctrica en finca La Monclova en el TM de Fuentes de Andalucía y línea eléctrica de evacuación hasta subestación Villanueva del Rey en la provincia de Sevilla". NOVOTEC, 2006.

⁹RRNN: Recursos naturales

6.1.3. VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS PROVOCADOS POR EL PROYECTO DE LA PLANTA SOLAR SOBRE EL MEDIO

Impacto sobre la calidad del aire

Durante la **fase de construcción** del proyecto este factor se verá principalmente afectado por las emisiones de partículas difusas provocadas por los movimientos de tierra y tránsito de



maquinaria, así como por los gases de combustión emitidos por los vehículos. En cuanto a la afección respecto a la calidad del aire en la **fase de explotación** destaca el carácter positivo a escala global, ya que se produce energía eléctrica, para satisfacer la tendencia actual (demanda creciente), mediante un recurso renovable que favorece la disminución de gases contaminantes emitidos a la atmósfera y por tanto contribuye a la disminución del efecto invernadero.

Los impactos negativos provocados sobre la calidad del aire tanto en la fase de construcción como de explotación se han valorado como **moderados**. No obstante existe un impacto positivo debido a las emisiones de CO₂ evitadas con el funcionamiento de una planta de éstas características.

Impacto acústico

Durante el **periodo de ejecución** del proyecto se prevé un aumento de la potencia acústica derivado de las labores de construcción de la planta, debido al trasiego de vehículos, realización de excavaciones, montaje de estructuras, etc... Las molestias causadas por este motivo lo serán principalmente sobre la fauna ya que en el entorno inmediato de la instalación no existen zonas habitadas.

En la **fase de explotación** las fuentes generadoras de ruido serán la turbina de vapor, bombas, planta de tratamiento de aguas, unidades de aire comprimido, etc...

En la fase de construcción y en la de explotación la alteración del nivel sonoro se ha valorado como **compatible**.

Impacto sobre las aguas subterráneas y superficiales

Durante la **fase de construcción** no se prevén efectos significativos sobre la calidad de las aguas superficiales o subterráneas, ya que estos vendrían derivados por situaciones accidentales debido al vertido de aceites o sustancias utilizadas para la maquinaria de la obra, la probabilidad de que esto ocurra si se realizan las medidas de control necesarias es prácticamente nula.

Por otra parte en la **fase de explotación**, la planta requiere un aporte de agua para cubrir las pérdidas de los circuitos de refrigeración y de vapor, y en segundo término para el consumo del personal de oficinas y explotación.

Los únicos impactos sobre las aguas superficiales serían aquellos derivados de una situación accidental, debido al vertido de aceites y grasas en las labores de mantenimiento de la maquinaria.

En cuanto a la afección de aguas subterráneas por realización de cimentaciones se han valorado como **compatible**. En fase de explotación la afección sobre las aguas subterráneas se ha considerado como **moderado**.

Impactos sobre el suelo y la morfología del terreno

Estos efectos vendrán principalmente derivados de la **fase de construcción** de la obra, debido a la preparación del terreno para la disposición de la planta. En todo caso se trata de labores superficiales.

En cuanto a las características edáficas del suelo, estas pueden verse alteradas en las labores de ejecución del proyecto debido al movimiento de tierras, las excavaciones y cimentaciones realizadas. Otras transformaciones que variarán las características del suelo serán el asfaltado del vial principal y de la zona de la planta de potencia.

Otro impacto, en este caso sobre la calidad del suelo, sería el derivado de una situación accidental que puede darse tanto en la fase de explotación como de ejecución, aunque con muy baja probabilidad, como sería un posible vertido de aceites y lubricantes.

En cuanto a los efectos sobre la morfología del suelo por acondicionamiento de la superficie y tránsito de maquinaria se ha valorado como **compatible**. La afección sobre el suelo debido a la realización de cimentaciones y apertura de zanjas se ha valorado como **moderado**.

Impactos sobre la ocupación y usos del suelo

La zona donde se pretende instalar la planta solar es una zona dedicada a cultivos en secano. El cambio de uso del suelo y la ocupación afectan a una superficie extensa, aunque si se compara con la superficie dedicada en el término municipal a cultivo herbáceo en secano, representa un pequeño porcentaje del total de la superficie dedicada a este tipo de cultivo.

Los efectos por ocupación del suelo en la **fase de construcción** debido a la realización de las cimentaciones para la torre, edificios, permanecerán en la fase de explotación, por la presencia de estos mismos edificios. Por ello este efecto tan sólo se ha valorado una vez en la fase de construcción, ya que en la de explotación sería el mismo. Todos los efectos sobre la ocupación del suelo se han considerado como **compatibles**, excepto la ocupación de las cimentaciones (ocupación por edificios en fase de explotación) que se ha caracterizado como **moderado** dada su extensión y su carácter permanente.

Impactos sobre la flora y vegetación

En la **fase de construcción**, para la instalación de la planta solar deberá realizarse el arranque de la vegetación que será afectada por la instalación de la planta.

El impacto provocado por la instalación de la planta solar en la **fase de explotación** vendrá dado por la ocupación del suelo y la compactación debida al tránsito de vehículos para la limpieza de los espejos, además en el caso de que la vegetación herbácea alcanzara una altura que pudiese afectar al funcionamiento de los espejos ésta debería ser retirada.



La afección sobre la vegetación por acondicionamiento de la superficie y debida a las labores de mantenimiento en la fase de construcción y de explotación se ha valorado como **compatible**.

Impactos sobre la fauna

Atendiendo al estudio del medio físico, las especies de mayor fragilidad son las aves. Respecto a este grupo destacar que la ejecución del proyecto de la planta solar puede causar efectos sobre la nidificación de las aves en épocas de reproducción, por molestias debidas al tránsito de los vehículos, realización de excavaciones, cimentaciones, que podrían afectar sobre todo a determinadas aves que se caracterizan por nidificar sobre el suelo o en pequeños arbustos.

Por otro lado implicaría una pérdida de hábitat o de zonas preferentes para la nidificación de alguna de estas especies, como los espacios de cultivo de cereal.

Los impactos sobre la fauna tanto en fase de explotación como en fase de construcción se valoran como **moderados**.

Impacto sobre las infraestructuras y la red de servicios

Durante la **fase de construcción** los impactos sobre las infraestructuras vendrán determinados por la necesidad de tránsito de maquinaria por las vías principales de comunicación.

Durante la **fase de explotación** las afecciones respecto al tráfico pueden considerarse mínimas, ya que no es necesaria para las labores de mantenimiento una gran afluencia de vehículos.

Los impactos provocados sobre las infraestructuras viarias se han valorado como **compatibles**.

Impactos sobre las vías pecuarias

En un principio tanto para la fase de construcción como de explotación no se considera necesario transitar por las vías pecuarias cercanas, ya que existen otros caminos rurales próximos a la planta y de comunicación más directa hasta la misma. Por ello, el efecto sobre las mismas se ha valorado como **compatible**.

Impactos sobre el paisaje

El efecto sobre el paisaje durante el periodo de obras vendrá dado por las infraestructuras temporales necesarias para la obra, el parque de maquinaria, el acopio de estructuras y materiales como almacenamientos de tierras procedentes de las excavaciones, etc... Debido a la distancia a núcleos de población, cabe esperar que el efecto sobre el paisaje durante el periodo de obras no sea significativo.



Atendiendo a la **fase de explotación**, los efectos sobre el paisaje son producidos por la existencia de un elemento artificial de grandes dimensiones como es la torre central en una zona preferentemente llana.

El impacto provocado por la presencia de maquinaria se ha estimado como **compatible**. En cuanto al efecto sobre el paisaje provocado por la presencia de las instalaciones éste se ha valorado en todos los casos como **moderado**.

Impactos sobre los recursos naturales (consumo de combustible)

En la **fase de explotación**, con la puesta en funcionamiento de la planta se generará energía eléctrica a partir de un recurso renovable, por lo que el impacto se considera positivo.

El sistema térmico de la planta se completa con una instalación auxiliar de combustión de gas natural. El consumo de combustible para el funcionamiento de la instalación de gas natural, así como para el funcionamiento de las instalaciones auxiliares de emergencia se ha valorado como **moderado**.

Impacto sobre el medio socioeconómico

Atendiendo a la **fase de construcción** del proyecto el impacto provocado sobre el medio socioeconómico generará un efecto positivo, atendiendo al beneficio económico que supondrá la generación de empleo por la empresa constructora, beneficios económicos en empresas de suministros, maquinaria, etc...

Considerando la **fase de explotación** de la instalación se generarán en la zona nuevos puestos de trabajo para el funcionamiento de la instalación, sin contar la necesidad de contratación de servicios externos que generará un beneficio económico indirecto.

6.1.4. VALORACIÓN GLOBAL DE LOS IMPACTOS DE LA PLANTA SOLAR

En todos los casos los impactos provocados por el proyecto son impactos compatibles o moderados, respecto a los cuales se establecerán las medidas preventivas y correctoras oportunas a fin de minimizar los impactos identificados.

Los factores del medio que se ven más afectados por la realización del proyecto son: el paisaje, debido a la presencia de la torre; la fauna, por las molestias causadas durante el periodo de obras; consumo de combustibles fósiles, por el funcionamiento de la planta de gas; y alteración de la calidad del aire, por la realización de las obras.

Como aspectos positivos destacar que el balance de emisiones generadas, debido a la necesidad del funcionamiento de la planta de combustión de gas natural y a las emisiones de CO₂ evitadas con el funcionamiento de la Planta es claramente positivo.

6.2.- PROPUESTA DE MEDIDAS PROTECTORAS Y CORRECTORAS

Calidad del aire

- Se realizará un riego periódico de los caminos de acceso y zonas de tránsito de los vehículos y maquinaria para minimizar la emisión de polvo.
- Se llevará a cabo un mantenimiento adecuado y las preceptivas inspecciones de los vehículos y maquinaria utilizada durante la fase de construcción.
- El sistema auxiliar de combustión de gas natural constituye una instalación generadora de calor incluida en el grupo B de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera (Anexo II del Decreto 833/1975 que desarrolla la Ley 38/1972 de Protección del Ambiente Atmosférico). Por este motivo, será sometida a las correspondientes inspecciones reglamentarias (una cada tres años) y autocontroles tal y como establece la Orden 18 de octubre de 1976. Los resultados de las mediciones y análisis quedarán registrados en el libro-registro previamente sellado y foliado por la Delegación Provincial de la Consejería de Medio Ambiente.

Niveles sonoros y vibraciones

- Se realizará un mantenimiento adecuado y las preceptivas inspecciones de los vehículos y maquinaria utilizada durante la fase de construcción.
- Se comprobará que la maquinaria ruidosa cuente con marcado CE e indicaciones de nivel de potencia acústica.
- Se realizará un mantenimiento adecuado de la turbina de vapor y de los sistemas auxiliares de la planta.
- El promotor exigirá al proveedor de la maquinaria que vaya a ser utilizada en la instalación (bombas, turbinas de vapor, torre de refrigeración,...) que posea la potencia acústica indicada en el estudio acústico para garantizar niveles de emisión sonora compatibles con la zona de afección.

Aguas

- Para evitar episodios de contaminación de cauces y aguas subterráneas, no se localizará el parque de maquinaria en zonas de Dominio Público Hidráulico y/o permeables. Las zonas donde se ejecuten las labores de mantenimiento de la maquinaria, almacenamiento de sustancias peligrosas y residuos contará con medidas de impermeabilización que impida que los derrames de aceite, combustible,... lleguen a los cauces o acuíferos.
- Los sistemas de drenaje y otras infraestructuras que puedan verse alteradas por la remodelación de accesos serán restaurados o restituidos adecuadamente.
- Las casetas de obra contarán con baños y servicios químicos cuyo contenido será recogido por un gestor autorizado evitando así el vertido de aguas con alto contenido en materia orgánica.



- Durante esta fase se tendrá especial cuidado en garantizar la no afección a las aguas superficiales a cualquier cauce o arroyo que pueda colindar con la futura planta.
- Los movimientos de tierras deberán realizarse adoptando las medidas necesarias para impedir la afección a la calidad de las aguas, y el acopio de materiales se realizará en lugares previamente acondicionados y con los medios adecuados para evitar el incremento de partículas sólidas en suspensión y sólidos disueltos en agua.
- Durante la ejecución de los trabajos se realizarán las obras de drenaje necesarias para garantizar la evacuación de aguas de escorrentía, evitando procesos de erosión, sedimentación y la posible afección a márgenes.
- Las aguas de servicios para limpieza y las pluviales contaminadas con aceites serán sometidas a un tratamiento de separación de grasas y control de pH antes de su vertido a la balsa de recogida de drenajes.
- Las aguas procedentes de las duchas y lavabos pasarán por la planta de tratamiento de aguas sanitaria y se someterán a un control de pH antes de su vertido a la balsa de recogida de drenajes.
- La totalidad de aguas contenidas en la balsa de recogida de drenajes pasará a una balsa de riego perteneciente al propietario de la finca. Las condiciones de este vertido deberán asegurar que se cumplen con los parámetros indicados en la autorización para el uso de ésta como agua de riego.

Suelo y ocupación de usos del suelo

- De forma previa al inicio de las obras, se señalizará y jalonará la superficie afectada por las obras.
- La maquinaria de obra se someterá a las preceptivas revisiones, evitando de esa forma derrames accidentales de aceites y combustibles. Además, los cambios de aceite de la maquinaria así como el repostaje de ésta se realizará en los lugares habilitados para ello.
- El almacenamiento de sustancias peligrosas y residuos no se realizará directamente sobre el suelo, se utilizarán las zonas habilitadas para ello.
- Se instalarán zonas para el lavado de hormigoneras que eviten el vertido de las mismas al suelo. Estas zonas dispondrán de una capa de geotextil que permita su impermeabilización y, una vez solidificado el vertido, será retirado a un vertedero autorizado.
- La circulación de los vehículos de obra se realizará por los viales construidos o ya existentes, para reducir en lo posible la modificación del terreno.
- Todo camino rural que se emplee en el tránsito de vehículos deberá ser restaurado posteriormente a sus condiciones originales tanto de firme como de anchura.
- Cuando se produzca una afección inevitable sobre la superficie del suelo, debido al tránsito de maquinaria o acopio de materiales de construcción en zonas no destinadas para ello, la zona afectada será restaurada a la finalización de las obras a su estado original o similar.
- Durante el movimiento de tierras, se retirará la capa superficial de tierra vegetal para su posterior utilización en las labores de restitución de caminos y zonas degradadas.
- Una vez finalizadas las obras se procederá a la recuperación ambiental de las zonas de terreno compactadas por el tránsito de vehículos.



- Los vehículos asociados a la fase de explotación se someterán a las revisiones correspondientes que aseguren un buen mantenimiento de los mismos.
- En el caso de la planta, se delimitará una zona de taller o mantenimiento de la maquinaria. Esta zona estará impermeabilizada y no se localizará próxima a cursos de agua.
- La planta solar contará con una zona de almacenamiento de sustancias peligrosas, así como de residuos peligrosos con condiciones que aseguren la contención de posibles derrames, y que evite la mezcla entre distintas sustancias y el contacto con el agua. Estas zonas deberán estar perfectamente identificadas.
- Durante las labores de mantenimiento del campo solar se evitará el tránsito con vehículos y la ocupación de suelo fuera de las zonas habilitadas para ello, con el objetivo de mantener la zona en su estado natural.

Flora y vegetación

- Se utilizarán como zonas de almacenaje de los elementos más voluminosos, zonas libres de vegetación.
- Los restos de poda, tala y desbroces serán retirados a vertederos autorizados o quemado con la correspondiente autorización.
- Una vez finalizada la fase de construcción se procederá a la restauración de las zonas afectadas por la obra utilizando especies vegetales propias de la zona.
- Durante los trabajos de mantenimiento del campo solar, se evitará la circulación de los vehículos fuera de los caminos habilitados para ello.

Fauna

- Durante la ejecución de las obras, se evitará la concentración innecesaria de maquinaria en la obra. Además, la velocidad de los vehículos en las instalaciones estará controlada en todo momento.
- Respecto a la línea eléctrica, se instalarán sobre el mismo espirales salvapájaros de polipropileno, para destacar el cable de tierra y evitar la colisión sobre éste.

Gestión de residuos e infraestructuras

- Los distintos tipos de los residuos generados tanto en la construcción como en la explotación serán gestionados conforme a la legislación aplicable en cada caso.
- Una vez terminada la fase de construcción de la planta, se procederá a la retirada de los materiales sobrantes, cuyo destino final preferente será la reutilización o, en caso de no ser posible, el vertedero autorizado que corresponda.
- El acopio de tierras y materiales de construcción se realizará en las zonas habilitadas para ello.
- En caso de producirse vertidos accidentales de aceites u otros lubricantes, que contaminen el suelo, se procederá a la retirada del suelo afectado para su posterior gestión como residuo peligroso.
- Se evitará la afección sobre el tránsito ordinario de las infraestructuras viarias, debido a la circulación de la maquinaria pesada y vehículos de la obra.



- Las instalaciones de uso público, tales como alambradas, accesos, etc., que se vean afectadas durante la realización de las obras, serán restauradas a su estado anterior, una vez concluidos los trabajos.
- Cada tipo de residuo peligroso deberá estar correctamente etiquetado y envasado.
- El tránsito de vehículos durante el funcionamiento y las labores de mantenimiento de la planta se realizará por las vías destinadas a este fin.
- En todo momento se garantizará la circulación de vehículos a través de los viarios de acceso a las instalaciones.

Paisaje

- Durante la realización de las obras se delimitarán distintas zonas destinadas al almacenamiento de residuos, restos de obras, acopio de tierra vegetal y maquinaria.
- Una vez finalizadas las obras, se realizará el laboreo y acondicionamiento de todas las superficies degradadas por éstas.
- Se procederá a la descompactación de los terrenos, retirada de material de obra sobrante, eliminación de viales provisionales creados para las obras y a la restauración de los márgenes degradados de los caminos ya existentes.
- La planta solar dispondrá de una edificación de diseño funcional, armónico con su aplicación industrial y su integración en el carácter arquitectónico de la zona.
- Existirán zonas ajardinadas en los alrededores y en el interior de la planta termosolar. En estas zonas verdes se respetará la introducción de especies autóctonas de la zona con disposición natural.

Patrimonio cultural

- En caso de encontrar algún resto de interés arqueológico durante la realización de las obras, se procederá a la paralización inmediata de esta, y al aviso de la administración competente en la materia, no reanudándose la actividad hasta nueva orden de dicha administración.

Abandono

- Una vez terminada la vida útil de las diferentes estructuras del proyecto, se procederá a su reciclaje en la medida de lo posible, o a su retirada a vertedero autorizado. En el caso de que existan sustancias catalogadas como peligrosas se procederá a su entrega a un gestor autorizado de residuos peligrosos.
- Concluida la fase de explotación de la planta termosolar, se procederá al desmantelamiento de ésta, devolviendo el terreno a su estado original, eliminando las cimentaciones y permitiendo la revegetación natural de la zona.



6.3.- PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL

Los principales objetivos del programa de vigilancia ambiental de la planta de generación solar termoeléctrica son:

- Garantizar el cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras durante su desarrollo, ejecución, funcionamiento y abandono.
- Comprobar el ajuste del impacto real de la actuación al previsto en la evaluación de impacto ambiental.

6.3.1. INSTRUCCIONES DE GESTIÓN EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN

Informes de seguimiento ambiental: se realizarán semanalmente para controlar la adecuación ambiental de los trabajos de obra a lo establecido en el estudio de impacto ambiental y Declaración de Impacto Ambiental.

Informe final de seguimiento ambiental: una vez finalizada la construcción de la planta solar, se procederá a elaborar un informe final de obra que recapitule las afecciones producidas sobre el medio ambiente, la aplicación de las medidas protectoras y correctoras y el resultado de las mismas.

Formación ambiental de los trabajadores: la empresa que ejecuta el proyecto debe asegurar la formación ambiental de todo el personal que se encuentre bajo su responsabilidad y cuyo trabajo pueda incidir directa o indirectamente sobre el medio ambiente.

Delimitación de la zona de ocupación: antes del comienzo de las distintas labores de obra se controlará la existencia de la señalización y jalonado necesario. Posteriormente, se revisará semanalmente con el objetivo de llevar a cabo las reposiciones necesarias.

Control de las labores de mantenimiento de los vehículos y maquinaria de obra: controlar las actividades relacionadas con las labores de mantenimiento de los vehículos y maquinaria de obra susceptibles de provocar contaminación de las aguas, suelo o afección a la vegetación.

Control del estado de la maquinaria: evitar vertidos accidentales como consecuencia de un mantenimiento inadecuado o insuficiente de la maquinaria.

Recuperación de zonas afectadas por el tránsito de la maquinaria: comprobar que la superficie de las zonas afectadas por el tránsito de los vehículos y maquinaria de obra es restaurada y devuelta a su situación original.

Localización y características de las zonas de almacenamiento: se deberá comprobar que la zona de almacenamiento temporal de materiales se encuentra delimitada y acondicionada adecuadamente para causar el menor impacto posible sobre el suelo y la vegetación.



Riego de caminos: comprobación de la realización del riego periódico de los caminos para evitar la generación de emisiones de partículas difusas debida al tránsito de vehículos.

Emisiones de gases procedentes de los vehículos y maquinaria de obra: controlar el volumen de emisión de gases de los vehículos y maquinaria de obra. Se realizará un registro o listado de los vehículos y maquinaria de obra presentes en la ejecución de este proyecto y se controlará que todos cuenten con la inspección técnica reglamentaria.

Niveles sonoros de la maquinaria: controlar el nivel sonoro procedente de la maquinaria ruidosa presente en la obra. La maquinaria presente en obra contará con marcado CE y nivel de potencia acústica.

Gestión de residuos peligrosos: asegurar un correcto almacenamiento y gestión de los residuos peligrosos generados durante la fase de construcción de acuerdo a la legislación vigente.

Residuos de tala y desbroce: control del tratamiento y destino final de los residuos producidos en las labores de tala y desbroce. Los residuos procedentes de las actividades de tala y desbroce serán eliminados de forma inmediata.

Control de vertido de aguas sanitarias: controlar el destino de las aguas sanitarias procedentes de las casetas de obra.

Retirada y almacenamiento de la tierra vegetal: comprobar que se lleva a cabo la retirada de la capa superficial de tierra vegetal durante la ejecución de los movimientos de tierras.

Protección de la fauna: minimizar al máximo la afección producida sobre la fauna como consecuencia del tránsito de maquinaria, emisiones a la atmósfera y generación de ruido.

Protección de la fauna frente a electrocución y colisión con la línea eléctrica aérea de evacuación: verificar la colocación, sobre el hilo de tierra, de espirales de polipropileno salvapájaros y la instalación de las medidas establecidas en el Decreto 178/2006.

6.3.2. INSTRUCCIONES DE GESTIÓN EN LA FASE DE EXPLOTACIÓN

Informe de seguimiento ambiental en fase de explotación: verificar el grado de cumplimiento de las estipulaciones previstas en el Plan de Vigilancia Ambiental. Se llevará a cabo un análisis del grado de ejecución y eficacia de las medidas propuestas en la fase de explotación.

Delimitación de la zona de ocupación: se comprobará que no se ocupa ni se afecta a una superficie mayor de la estrictamente necesaria.

Taller o zona de mantenimiento de la maquinaria: controlar las actividades relacionadas con el mantenimiento de los vehículos y maquinaria para evitar contaminación de las aguas, suelo o afección sobre la vegetación. Para ello se deberá contar con una zona delimitada donde se realicen estas labores.



Mantenimiento de la maquinaria: comprobar que la maquinaria se encuentra en buen estado con el fin de evitar situaciones de contaminación de suelo y aguas por vertidos accidentales de aceite y/o combustible.

Residuos peligrosos: asegurar un correcto almacenamiento y gestión de los residuos peligrosos generados durante la fase de explotación de la planta termosolar. Los residuos peligrosos serán almacenados y gestionados de acuerdo a la normativa vigente aplicable a este tipo de residuos.

Control de emisiones de la instalación auxiliar de combustión de gas natural de la planta: control de la realización de la inspección reglamentaria cada tres años y a la realización de controles periódicos de sus emisiones.

Control de ruido del funcionamiento de la planta termosolar: verificación de que los niveles acústicos se mantienen por debajo de los límites establecidos en la legislación.

Efluentes generados en la instalación de aguas: comprobación de los parámetros de los efluentes de salida de la instalación.

Seguimiento de la fauna: detección de impactos de la planta termosolar no contemplados en el estudio de impacto ambiental sobre la fauna y comprobación de la eficiencia de las medidas anticolidión en la línea eléctrica aérea.

6.3.3. INSTRUCCIONES DE GESTIÓN EN LA FASE DE ABANDONO

Desmantelamiento de la instalación: gestión de los residuos generados por el desmantelamiento de las infraestructuras. Verificación de los documentos de entrega de residuos a gestores autorizados.

Restauración de la zona ocupada por la planta termosolar: comprobación de la restauración y vuelta a las condiciones iniciales de la zona (previa a la instalación).



6.4.- CONCLUSIONES

Visto el proyecto, el entorno donde se va a efectuar la actuación, los vectores de impacto originados por el proyecto, la caracterización y valoración de los posibles impactos ambientales provocados por la actuación, se concluye que el proyecto es viable a efectos medioambientales, siendo asumibles los costes ambientales de la actuación.

Con el objeto de mejorar la calidad ambiental del proyecto que estudiado, se proponen medidas preventivas y correctoras, de manera que se reduzca más aún la magnitud de los impactos detectados.

Finalmente se propone un Plan de Vigilancia Ambiental para asegurar el cumplimiento de lo dispuesto en el proyecto evaluado en este Estudio de Impacto Ambiental y en la Declaración de Impacto Ambiental que emita la Administración competente.

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES

7.1.- RESUMEN DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS

El objetivo final del proyecto ha sido diseñar una planta termosolar de receptor central cilíndrico vertical con sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas, detallando la metodología empleada y calculando los principales parámetros de la misma. Para ello se han tomado como base para los cálculos numerosos datos técnicos de la central Gemasolar, de 17MW de potencia nominal y capacidad para 15 horas de almacenamiento, lo que la convierte en referente mundial de las plantas solares basadas en esta tecnología.

En las siguientes tablas se exponen los datos de diseño más importantes de la central objeto del proyecto, tal y como se desarrollaron en el capítulo 3. Para la obtención de estos resultados se han usado herramientas informáticas como MATLAB, facilitando la tarea de alcanzar un diseño óptimo de la planta al permitir modificar los datos de entrada (morfología del campo, dimensiones de la torre, receptor, etc.) y analizar el resultado de estos cambios sobre los datos de salida.

A continuación se destacan los principales aspectos y resultados del proyecto:

- Dado que el campo de helióstatos es el componente más costoso de una central termosolar, resulta necesario diseñar la planta para trabajar a pleno rendimiento en los meses de verano, y evitar el sobredimensionamiento que se produciría en caso de seleccionar un punto de diseño alejado de los meses de mayor radiación solar.

En este sentido, el punto de diseño elegido para realizar los cálculos de la planta se detalla en la Tabla 28:



Punto de diseño	17 de julio, 12:00 AST
Coordenadas geográficas	Fuentes de Andalucía, Sevilla (37° 33' 29" N, 05° 19' 45" O)
Radiación solar directa	906,7 W/m ²

Tabla 31. Datos del punto de diseño

- El dimensionamiento del campo de helióstatos intenta ser lo más fiel posible a la realidad. Principalmente, el correcto espaciado de los espejos (calculado según las ecuaciones (1)-(4) del apartado 3.2.1) evitará en gran medida las pérdidas producidas en la captación.

La inclusión de factores de pérdidas por efecto coseno, atenuación atmosférica o desbordamiento de flujo, entre otras, tratan de tener en cuenta el resto de pérdidas que se producen en el campo solar, pero que no son objeto de cálculo en este proyecto.

La configuración final del campo solar se presenta en la siguiente tabla:

DATOS DE PARTIDA	
Morfología del campo solar	Campo circular
Número total de helióstatos	2.650
Área reflectante por helióstato	120 m ²
Radio del campo	750 m
Altura de la torre	140 m
DATOS CALCULADOS	
Número total de helióstatos	2.647
Filas o anillos de helióstatos	31
Área reflectante total	317.640 m ²
Radio del campo	752 m
Área total del campo	177,5 ha

Tabla 32. Configuración del campo solar

- El receptor cilíndrico vertical se dimensiona atendiendo a las especificaciones de la empresa SENER, y se verifica que cumple con los cálculos y condiciones necesarias para absorber de forma adecuada la radiación solar del campo de helióstatos previamente calculado.

Diámetro del receptor	8,1 m
Altura del receptor	10,6 m
Número de paneles de tubos	16
Ancho de los paneles	1,6 m
Altura de los paneles	10,6 m
Diámetro exterior de los tubos	35 mm
Espesor de los tubos	1,25 mm
Separación entre los tubos	5 mm
Material de los tubos	Acero de alta aleación (níquel)

Tabla 33. Características del receptor cilíndrico vertical

- Las sales fundidas, mezcla al 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y al 40% de nitrato de potasio (KNO_3) bajo el nombre comercial de *Hitec Solar Salt*, presentan las siguientes propiedades físicas:

Calor específico (promedio) (J/kg·K)	$1443+0,172 \cdot T(^{\circ}\text{C})$
Densidad (kg/m^3)	$2090-0,636 \cdot T(^{\circ}\text{C})$
Viscosidad (Pa·s)	$22,714-0,12 \cdot T(^{\circ}\text{C})+2,281 \cdot 10^{-4} \cdot T(^{\circ}\text{C})^2-1,474 \cdot 10^{-7} \cdot T(^{\circ}\text{C})^3$
Conductividad térmica (W/m·K)	$0,443+1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T(^{\circ}\text{C})$

Tabla 34. Propiedades físicas de las sales fundidas

- La operación de la planta se basa en el calentamiento de las sales en el receptor central desde los 290°C hasta los 565°C . Las temperaturas a las que se encuentra la instalación para lograr este cometido son también muy elevadas, y deben mantenerse dentro de unos márgenes para evitar desastres.

Las temperaturas de los tubos en el receptor no deberían sobrepasar los 640°C de temperatura, pues se podría producir la descomposición de las sales de nitratos a nitritos.

En consecuencia, los cálculos de diseño que cumplen con estas especificaciones arrojan los siguientes resultados:

Temperatura entrada/salida de las sales	$290^{\circ}\text{C} / 565^{\circ}\text{C}$
Temperatura máxima de los tubos	$T_{t3} = T_{t6} = 578^{\circ}$
Caudal de diseño de las sales	$398,2 \text{ kg/s}$
Velocidad de diseño de las sales	$3,3 \text{ m/s}$
Número de Reynolds	$1,2306 \cdot 10^5$

Tabla 35. Resultados de los parámetros de diseño

- Para lograr alcanzar una capacidad de almacenamiento térmico equivalente a 15 horas de producción a pleno rendimiento, es necesario desviar parte de las sales calentadas hacia tanques de almacenamiento.

Al volumen de sales almacenadas hay que sumar en torno a un 5% debido a los calentadores resistivos que es necesario instalar dentro de los tanques para mantener la temperatura de las sales.

Los depósitos tienen una geometría cilíndrica con unas dimensiones calculadas para disminuir la superficie en contacto con el ambiente y, de este modo, minimizar las pérdidas térmicas y el coste de los materiales:

Masa de sales	$6.215.490 \text{ kg}$	Radio x Altura del depósito
Volumen depósito sales frías	3750 m^3	$8,55 \text{ m} \times 17,11 \text{ m}$
Volumen depósito sales calientes	4130 m^3	$8,83 \text{ m} \times 17,67 \text{ m}$

Tabla 36. Datos de diseño de los depósitos de sales

- El ciclo Rankine de potencia presenta un modelo representativo, con recalentamiento para aumentar su eficiencia, en el que los procesos presentan irreversibilidades y donde los rendimientos de la turbina y de las bombas son del 87%.

Los datos más representativos de este ciclo considerado son los siguientes:

T3 (temperatura de entrada a la turbina de alta)	520°C
P3 (presión de entrada a la turbina de alta)	100 bar
T5 (temperatura de entrada a la turbina de baja)	500°C
P5 (presión de entrada a la turbina de baja)	15 bar
P6 (presión del condensador)	0,08 bar

Tabla 37. Datos de entrada del ciclo Rankine con recalentamiento

- Finalmente, las características de la central diseñada se presentan en la Tabla 38. La comparación con datos reales de la central Gemasolar (Figura 60) resulta bastante acertada, dado que algunos cálculos se han realizado en base a esta instalación.

Potencia nominal final de la central	17,4 MWe
Capacidad de almacenamiento	15 horas
Generación eléctrica	100 GWh/año (85 GWh/año sin hibridación)
Capacidad de utilización	67%
Reducciones de CO₂	31.620 toneladas/año

Tabla 38. Datos finales de la central

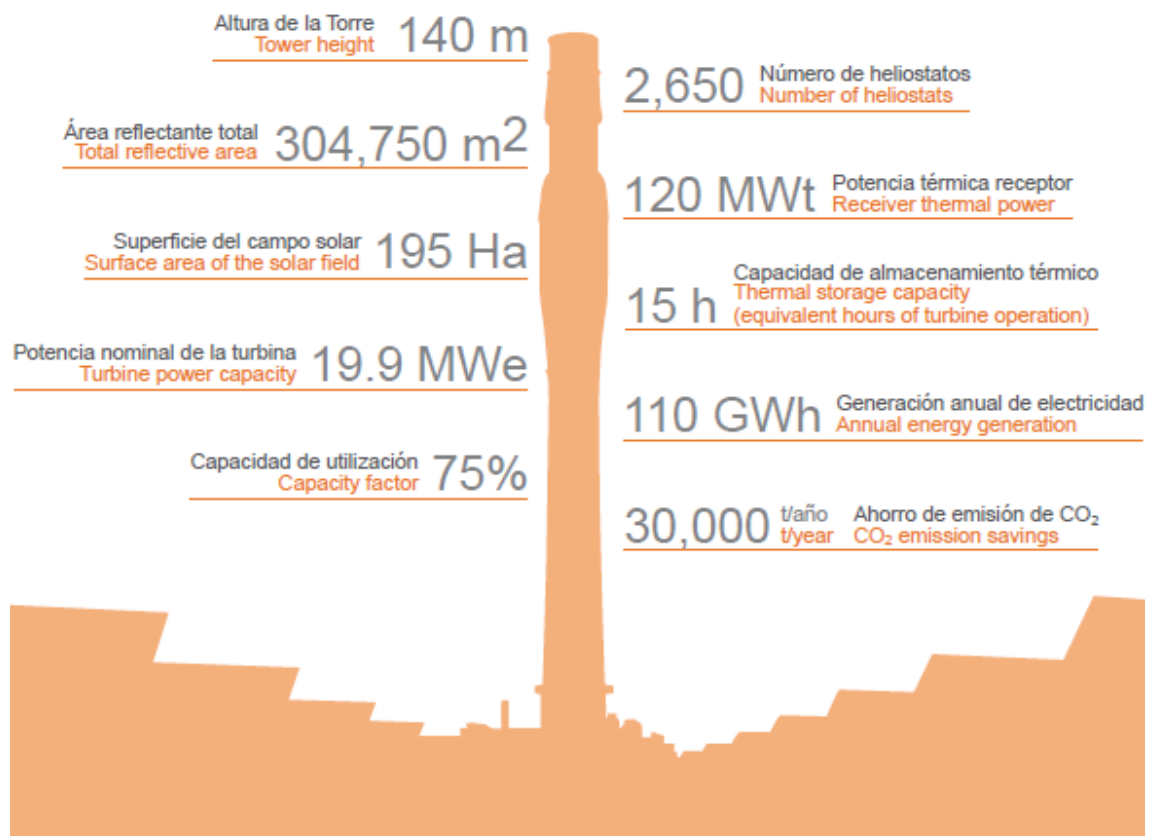
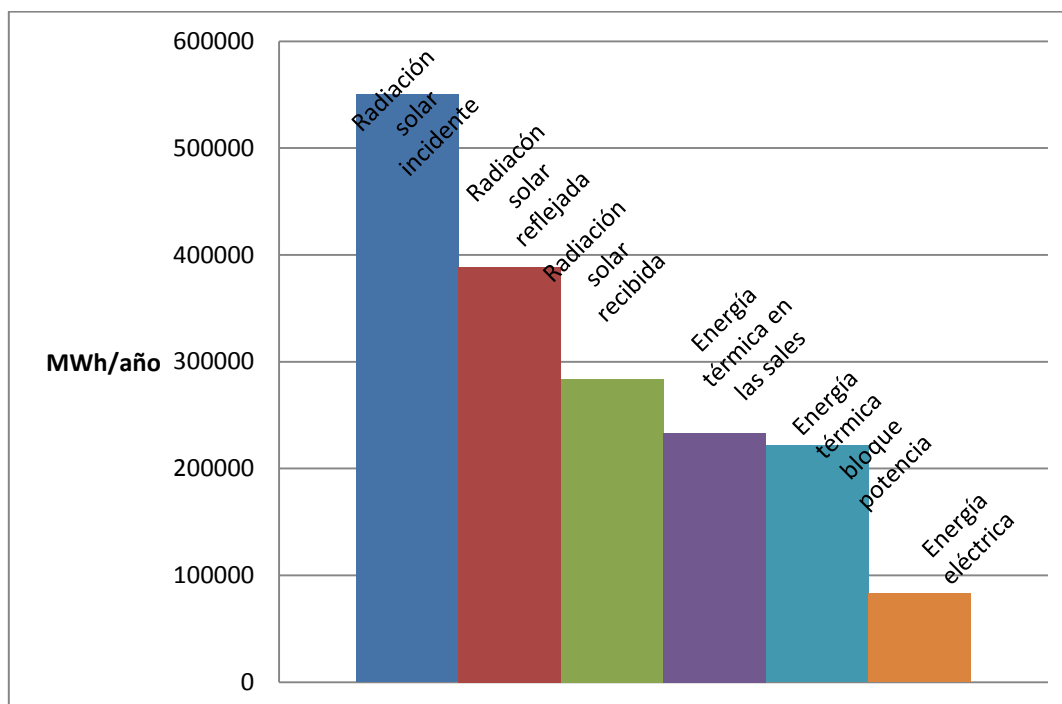


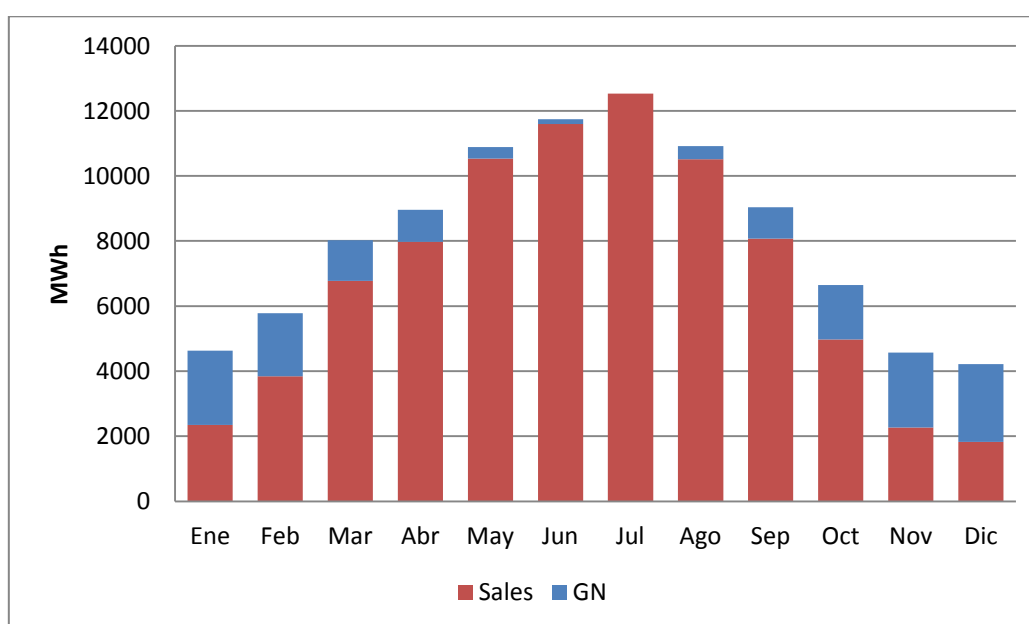
Figura 60. Datos técnicos de la central Gemasolar.
Fuente: www.torresolenergy.com (Torresol Energy)

La eficiencia de esta central se encuentra en torno al 15,5%. De los aproximadamente 550 GWh anuales disponibles o aprovechables de energía solar que llegan a la superficie de los helióstatos, sólo 85 GWh al año son convertidos en energía eléctrica. El flujo de energía a través de los sistemas de la planta se representa en la gráfica 28.



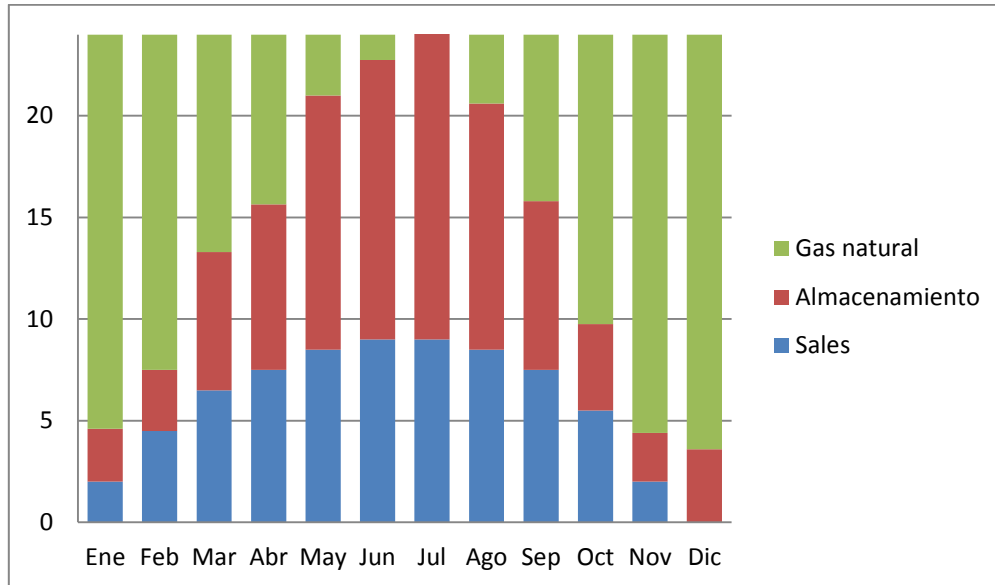
Gráfica 28. Flujo de energía anual de la planta

Como se puede observar en la tabla 38, la producción eléctrica anual de la planta diseñada es de 85 GWh (sin incluir la generación mediante el 15% permitido de hibridación con gas natural). Con el uso del apoyo la producción se eleva hasta los 100 GWh. Como es lógico, la generación es mayor durante los meses de mayor radiación solar. La distribución de esta producción a lo largo de los meses es la que sigue:



Gráfica 29. Producción eléctrica mensual de la planta

Esta distribución de la producción tiene por objetivo mantener una potencia de 17MW eléctricos de forma continuada durante las 24 horas del día en los meses de verano. El número de horas de uso de la energía disponible que resultaría para lograr este cometido se detalla en la siguiente gráfica (la zona verde no tiene en cuenta la limitación del 15% en el uso de gas natural como apoyo):



Gráfica 30. Horas de utilización de la energía diaria disponible

Tal y como se vio en el capítulo 5 de análisis económico, la planta solar diseñada resulta viable económicamente. La ejecución del proyecto requeriría una inversión de 310 millones de euros y proporciona una TIR ((Tasa Interna de Retorno) del 10,41%.

Por último, el impacto medioambiental es muy positivo. Por una parte estas centrales amortizan en menos de 1 año la energía necesaria en la construcción e instalación de todos sus componentes. Por otra parte, durante sus cuarenta años de vida, evitaría la producción de 31.620 toneladas de CO₂ anuales.

7.2.- ESTIMACIÓN DEL COSTE DEL PROYECTO

La estimación del coste del desarrollo del proyecto se basa en el período de uso de los recursos informáticos, de las horas de ingeniería necesarias y de las horas de consultoría al director del proyecto. Se tiene en cuenta la amortización de los equipos, la adquisición de las licencias de software y la renovación de las mismas. Otros gastos tales como la luz, la limpieza de la oficina o el acceso a internet no se consideran para el cálculo del coste del proyecto.

El coste de realización de este proyecto se calcula de la siguiente manera:

Concepto	Unidad (U)	Cantidad	(EUR/U)	(EUR)	Notas
Horas de ingeniero	h	1.500	15 €	22.500	Ingeniero junior
Consultas a director de proyecto (horas)	h	20	100 €	2.000	Clases magistrales de ingeniero senior
Equipos informáticos	-	1	-	345	1.500 EUR amortizados en 5 años a un 5% de interés interanual
Licencias software	-	4	250 €	1.000	
Material de oficina				100	
Desplazamientos	km	300	0,4	120	Considerando 10 viajes ida/vuelta de Villaverde a Leganés
Gastos generales				7820	30% del total (se incluye agua, electricidad, ADSL...)
COSTE TOTAL			EUR	33.885	

Tabla 39. Estimación del coste del proyecto



7.3.- CONCLUSIONES FINALES A LOS RESULTADOS

El Sol es el recurso renovable más abundante que existe, como se vio en el primer capítulo. La necesidad de emplear tecnologías que sean viables desde el punto de vista técnico, económico y ambiental para el aprovechamiento de la radiación solar es vital, así como contribuir a la mitigación de emisiones de CO₂. A día de hoy, las centrales solares termoeléctricas constituyen la forma de generación eléctrica con mayores ventajas para los sistemas eléctricos debido a la estabilidad que aportan y a las características de gestionabilidad que les proporcionan sus sistemas de almacenamiento térmico y sus posibilidades de hibridación con biomasa o gas natural.

Las tecnologías empleadas en los proyectos de energías termosolares están muy consolidadas y en constante mejora, tal y como se demuestra en los numerosos proyectos de cada vez mayor envergadura en todo el mundo. Además, las instituciones financieras cada vez adquieren más confianza en este tipo de proyectos y los financian, comprobando que, a medida que pasa el tiempo, el riesgo de la inversión se ve disminuido por los buenos resultados que cosechan estas plantas.

En este contexto se presenta este Proyecto Fin de Carrera, en el que se pretende mostrar la situación actual en la que se encuentra el sistema energético mundial de forma general y en concreto un estudio detallado de las centrales termosolares de receptor central. En este proyecto se detalla la legislación vigente, los componentes, la metodología y consideraciones que hay que tener en cuenta en el diseño de una planta termosolar que emplee esta tecnología, así como los cálculos necesarios para la demostración de la viabilidad de este tipo de plantas.

Desde el punto de vista técnico, se ha demostrado que una central de receptor central de 17MWe con sistema de almacenamiento de sales fundidas de 15 horas es perfectamente viable, algo que era de esperar pues ya existen precedentes reales que utilizan esta clase de tecnología. El rendimiento global obtenido en el diseño de esta planta se encuentra en torno al 15,5%, lo que coincide con la eficiencia real que se suele obtener de este tipo de plantas, que ronda el 15-18%.

Desde el punto de vista económico también se ha demostrado que la planta es viable de forma realista. Resulta interesante la comparación del caso con un diseño equivalente pero sin capacidad de almacenamiento puesto que, aunque también resulta viable técnicamente, no es así desde el punto de vista económico. Por tanto, se puede concluir que en este tipo de diseños merece la pena acumular, aunque suponga una mayor inversión inicial.

Desde el punto de vista medioambiental, el impacto es muy positivo. Por una parte, estas centrales amortizan en menos de 1 año la energía necesaria en la construcción e instalación de todos sus componentes. Y por otra parte, durante sus cuarenta años de vida evitará la producción de 31.620 toneladas de CO₂ anuales, contribuyendo a la mitigación de emisiones causantes del efecto invernadero.



7.4.- CRÍTICA A LOS RESULTADOS

Durante la realización del proyecto, la metodología de trabajo ha consistido en avanzar por los sistemas que conforman la planta, dimensionándolos para coincidir con ejemplos reales, pero sin conocer realmente los resultados exactos que se obtendrían finalmente para la potencia de la central. Probablemente hubiera sido más lógico establecer un punto de partida con este último dato e ir recorriendo el camino inversamente a como se han planteado los cálculos en el capítulo 3. Esto no ha sido así ya que el objetivo consistía en ver si el método de cálculo aquí utilizado conducía a los mismos resultados que ofrecen plantas actualmente diseñadas con el mismo campo solar.

Aun así, se puede concluir que el desarrollo y los resultados son bastante acertados. En algún punto, no obstante, se ha tenido que recurrir a simplificaciones que pueden afectar de manera más o menos significativa a los resultados finales. Un ejemplo de esto es la programación del diseño del campo, bastante básica y a la que se le han tenido que aplicar correcciones en forma de coeficientes de pérdidas al resultar de una complejidad excesiva el cálculo real de las mismas.

Por otro lado, para el cálculo del calor transferido por radiación al fluido del receptor, el modelo establece una hipótesis de aproximación de cuerpo gris para la superficie de los tubos, algo que puede asemejarse en un grado aceptable al comportamiento de los mismos.

Por último, cabe señalar que aunque este tipo de instalaciones resulten ahora viables tanto técnicamente como económicamente, desde este último punto de vista no son autosostenibles, pues están fuertemente supeditadas a la voluntad política del momento. Esto es así puesto que requieren de una elevada inversión inicial que no sería rentable de no ser por las primas a las renovables.

7.5.- LÍNEAS FUTURAS DE ESTUDIO

Este proyecto tiene como principal objetivo establecer un punto de inicio en el estudio de diseño de las plantas termosolares de torre central con sistema de almacenamiento. Es por ello que los cálculos de diseño tienen un carácter básico sin profundizar demasiado en muchos de ellos. Dado que el proyecto parte desde cero y el tiempo establecido para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos es limitado queda todavía un amplio abanico de posibilidades para continuar la investigación sobre este tipo de tecnología termosolar.

Resulta de gran interés optimizar el campo de helióstatos para minimizar las pérdidas de captación y la superficie total del mismo. Dado que este elemento supone la mayor inversión dentro de todos los sistemas que conforman una instalación de esta clase, el crear un código que consiguiese distribuir los helióstatos en términos de menor coste por kWh producido, mínimo número de helióstatos necesarios en el punto de diseño, máxima energía por helióstato, etc, supondría un gran avance.

Después del campo de helióstatos, el elemento más crítico de una central termosolar de torre es el receptor. Su estudio detallado, evitando aproximaciones a cuerpo gris como se ha comentado en el apartado 7.4 y optimizando la distribución de los tubos y sus dimensiones en función de la superficie y morfología del campo, es vital. También sería necesario estudiar la distribución de las temperaturas en la superficie del receptor en la vertical y en su perímetro, puesto que no es uniforme y sólo se han considerado seis puntos de medida de temperatura por simplicidad en los cálculos. Por otro lado, desde el punto de vista de la tecnología de materiales, uno de los principales retos es el de reducir el riesgo asociado a la durabilidad el receptor solar, ya que se trata de un elemento sometido a elevadas temperaturas constantes y a ciclos diarios de calentamiento y enfriamiento durante numerosos años.

Un estudio avanzado sobre los intercambiadores de calor sería necesario, puesto que el intercambio de energía entre las sales y el agua del ciclo de potencia se ha tenido en cuenta idealmente con unas pérdidas térmicas del 5%. El estudio de un intercambiador tubo carcasa sería importante para caracterizar el diseño y el coste de la planta de manera más adecuada.

Otro punto sobre el que se podría avanzar en futuras líneas de estudio es en la meteorología. En este proyecto sólo se han tenido en cuenta días soleados, suponiendo los días sin sol mediante coeficientes de pérdidas. Detallar un horario con una función aleatoria de meteorología sería útil para poder obtener resultados más exactos y caracterizar de una forma más precisa el diseño de estas centrales.







BIBLIOGRAFÍA

- ❖ ESPEJO MARÍN, Cayetano; GARCÍA MARÍN, Ramón. *La energía solar termoeléctrica en España*. Anales de Geografía, 2010, vol. 30, núm. 2, p. 81-105.
- ❖ FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria. 2009. Disponible en web: <http://libros.redsauce.net/>
- ❖ IDSO, S.B. *A set of equations form full spectrum and 8 to 14mm and 10.5 to 12.5 mm thermal radiation from cloudless skies*. Water resources research, 1981, vol. 17, p. 295-304.
- ❖ INCROPERA, Frank P.; DE WITT, David P. *Fundamentos de transferencia de calor*. México: Prentice Hall, 1999.
- ❖ JUTGLAR, Lluís. *Energía solar*. Barcelona: Ediciones Ceac, 2004.
- ❖ KALOGIROU, Soteris. *Solar energy engineering: processes and systems*. Elsevier, 2009.
- ❖ MAS BELSO, Joaquín P. et al. *Master ejecutivo. Gestor de proyectos e instalaciones energéticas. Energías renovables, eficiencia y auditorías energéticas, diseño y explotación de instalaciones energéticas. Módulo: Energía solar térmica y termoeléctrica*. Valencia: Instituto Tecnológico de la Energía, 2012.
- ❖ MORAN, Michael J.; SHAPHIRO, Howard N. *Fundamentos de Termodinámica Técnica*. Ed. Reverté, 2004.
- ❖ SOLANILLA FRANCO, Pau; PONCE PLAZA, Álvaro. *Energías renovables desplegables: hacia las misiones sostenibles*. IEEE (Instituto Español de Estudios Estratégicos), 2011. Disponible en web: www.ieee.es/contenido/noticias/2011/10/DIEEO73-2011.htm
- ❖ *Guía técnica de la energía solar termoeléctrica*. FENERCOM (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid). Madrid, 2012.
- ❖ *Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009*. Greenpeace Internacional, SolarPACES, ESTELA (Asociación Europea de la Energía Solar Termoeléctrica). 2009.
- ❖ *Impacto macroeconómico del Sector Solar Termoeléctrico en España*. Deloitte, Protermosolar. 2011.



- ❖ *BP Statistical Review of World Energy 2011*. BP (British Petroleum), 2011.
- ❖ *World Energy Outlook 2011. Resumen Ejecutivo*. IEA (International Energy Agency), 2011.
- ❖ *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005.
- ❖ España. Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre. *Boletín Oficial del Estado*, 31 de diciembre de 2011, núm. 315, p. 146709.
- ❖ *Our common future. 'Brundtland Report'*. United Nations World Commission on Environment and Development (WCED), 1987.
- ❖ *Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010 – 2025*. IHS Emerging Energy Research, 2011. Disponible en web: www.emerging-energy.com
- ❖ *Trends in photovoltaic applications. Report IEA-PVPS T1-20:2011*. IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), 2011. Disponible en web: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92>
- ❖ *Estudio de Impacto Ambiental "Planta de generación solar termoeléctrica en finca La Monclova en el TM de Fuentes de Andalucía y línea eléctrica de evacuación hasta subestación Villanueva del Rey en la provincia de Sevilla"*. NOVOTEC, 2006. Disponible en web: www.eib.org/attachments/pipeline/20080098_eia2_es.pdf
- ❖ *100 MWe Solar Plant Field Layout. Receiver Shape: Cilindric. Site: Sevilla*. NSPOC, 2011. Disponible en web: www.nspoc.com/sites/default/files/FINAL-OUTPUT1.pdf
- ❖ *Sistemas térmicos*, apuntes de la asignatura. 5º Curso, Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid.